



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

RECUPERACIÓN DE LOS SALDOS ACUMULADOS DE LA OPCIÓN TARIFARIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

DOCUMENTO CREG 901 037

24 DE NOVIEMBRE DE 2023

CIRCULACIÓN:

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

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES	4
1.1	Antecedentes legales	7
1.2	Definición y aplicación de la opción tarifaria actual	7
1.2.1	Contexto jurídico.....	8
1.3	Situaciones presentadas	12
1.3.1	COVID – 19	12
1.3.2	Comportamiento de los índices de precios	12
1.3.3	Régimen transitorio especial para la región Caribe.....	13
1.3.4	Ingresos de distribución para el OR Celsia Tolima.....	14
1.4	Evolución del costo unitario de prestación del servicio	14
1.5	Comunicaciones de los agentes.....	18
1.6	Revisión CREG	19
2	PROBLEMÁTICA REGULATORIA.....	20
3	OBJETIVOS.....	20
4	ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN	21
4.1	No modificar la regulación vigente.....	21
4.2	Individualización de saldos.....	22
4.3	Creación temporal de un cargo de mercado.....	23
4.4	Análisis jurídico comparativo de las alternativas.....	25
4.4.1	No modificar la regulación vigente	25
4.4.2	Individualización de saldos	26
4.4.3	Creación de cargo temporal de mercado	28
4.4.4	Comparación de alternativas	28
4.5	Análisis multicriterio de las alternativas	29
4.5.1	No modificar normatividad	30
4.5.2	Individualización de saldos	30
4.5.3	Creación de costo temporal de mercado	30
5	PROPUESTA REGULATORIA.....	31
5.1	Herramientas jurídicas para implementación de la alternativa propuesta	31

6 ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LO PROPUESTO EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN 701 023 DE 2023.....	33
6.1 Impacto opción no hacer nada	33
6.2 Impacto opción de individualización de saldo	35
6.3 Impacto opción de cargo por mercado	36
7 CONSULTA PÚBLICA	38
8 ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y MODIFICACIONES REALIZADAS.....	40
ANEXO 1. MATRIZ COMENTARIOS AGENTES.....	46
En esta sección se presentan, de manera resumida, los comentarios recibidos en la Comisión y su respectiva respuesta.....	46
ANEXO 2. CUESTIONARIO DE LA ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA.....	72
FORMULARIO COMPETENCIA SIC	72

RECUPERACIÓN DE LOS SALDOS ACUMULADOS DE LA OPCIÓN TARIFARIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 119 de 2007 se estableció la metodología para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio como un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

Las tarifas del servicio son el resultado de la aplicación del esquema de solidaridad y redistribución del ingreso de que trata el artículo 89 de la Ley 142 de 1994, sobre el costo del servicio (Costo Unitario de Prestación del Servicio, en adelante CU).

Así, las tarifas de los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3, que según la Ley 142 de 1994 son usuarios de menores ingresos, tienen un segmento de consumo en el cual los usuarios no pagan el costo del servicio sino que pagan un monto inferior, es decir, son subsidiados; mientras que, las tarifas de los usuarios residenciales de estratos 5 y 6, así como los usuarios comerciales, pagan un 20% adicional al costo del servicio para cubrir parte de los subsidios asignados a los usuarios de menores ingresos.

De esta manera, se observa que la determinación del CU es la base fundamental del cálculo de las tarifas del servicio.

Ahora bien, al observar la fórmula del *CU* y de cada uno de sus componentes se encuentra que dicho costo unitario puede cambiar, mensualmente, de acuerdo con la variación de uno o más de sus seis componentes de costo, como se presenta a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

El componente *G* que refleja el costo de compra de energía por parte del Comercializador Minorista para su traslado al usuario final, puede cambiar mensualmente por cambios en los contratos de energía a largo plazo los cuales usualmente se indexan utilizando el Índice de Precios al Consumidor - IPP. Otro factor de variación frecuente está relacionado con la variación del precio de bolsa de energía, de acuerdo con las condiciones del mercado de generación.

El componente *T*, que refleja los costos por el uso del Sistema de Transmisión Nacional con el cual se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las Redes de Transmisión Regional (STR) y Distribución Local (SDL), puede variar por la entrada en operación de nuevos proyectos o por los cambios del Índice de Precios al Productor, IPP, con base en el cual se actualiza mensualmente.

El componente *D* refleja el costo por uso del Sistema de Distribución corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final, a través de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local. Estos valores cambian mensualmente por efecto de la variación del IPP, por efecto de cambios en el consumo de los usuarios conectados a un mismo sistema, conectados a una misma ADD o por cambios en la normatividad de remuneración, entre otros.

El componente *C* que refleja el costo de Comercialización y remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como los costos de atención comercial del usuario, el riesgo de cartera, pagos al administrador del mercado y al centro

nacional de despacho así como las contribuciones a la CREG y a la SSPD y el margen de la actividad. Puede variar por efecto de variaciones en el IPC, mensualmente, por cambios en los otros componentes de costo del CU o por cambios ocasionales en la normatividad.

El componente *R* es el costo de restricciones y de servicios asociados con la generación de energía y remunera, principalmente, los costos diferenciales de la generación más costosa que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional operara de manera segura y/o por las limitaciones de su red. Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la indisponibilidad de los activos de transmisión y de las condiciones operativas del sistema, así como del despacho de generación.

El componente *PR* corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que, por razones técnicas o no técnicas, se causan, tanto en el Sistema de Transmisión Nacional como en los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Incluye los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por mercado de comercialización y puede variar por cada empresa en función de los costos particulares de generación o del costo del programa de gestión de pérdidas aprobado.

Como se observa, el CU es susceptible de variaciones por varias circunstancias dentro de las que resaltan algunas causadas, principalmente, por cambios en la hidrología, características del mercado, cambios en la reglamentación de los componentes de costo regulados o cambio en los índices de precios (IPP, IPC).

De esta manera, el comercializador de energía, que es el agente responsable del cálculo mensual tanto del costo unitario de prestación del servicio como de las tarifas para el cobro del servicio a los usuarios, en situaciones de importantes variaciones del CU debe enfrentarse a las posibles incomodidades en los usuarios o a las repercusiones en el recaudo de los ingresos necesarios para la operación del sistema por este efecto.

La CREG, de conformidad con sus funciones de ley que le permiten establecer cambios graduales en las tarifas para minimizar el impacto de fuertes variaciones, estableció una "opción tarifaria" que consiste en permitir que un comercializador modere las variaciones en las tarifas a los usuarios del mercado de comercialización en el que desarrolla su actividad trasladando, de manera controlada, los aumentos en el CU. Bajo este esquema el comercializador va "prestando" al conjunto de usuarios del mercado la diferencia entre lo que se encuentra autorizado a cobrar y el valor inferior cobrado.

Así, cada mes, en la medida que el costo unitario calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007 sea igual o superior al costo aplicado en las tarifas (CU de la opción tarifaria), el saldo del mes anterior crecerá hasta que la situación descrita cambie, es decir, que el CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007 sea inferior al CU de la opción tarifaria, momento en el cual se comienza a disminuir el saldo acumulado.

Esta opción tarifaria viene funcionando desde el 2008 (Resolución CREG 168 de 2008) de manera voluntaria, por parte de los comercializadores de energía, sin que anteriormente a la presente revisión existiese ninguna situación que requiriese de modificación de la norma.

En febrero de 2020, mediante la resolución CREG 012 de 2020, se realizaron varios ajustes a la normatividad, con el fin de permitir una transición para que a partir del 2022 cada usuario tuviese la oportunidad de decidir si se acoge a una opción ofrecida por el comercializador y conservando la esencia del esquema anterior.

A pesar de que la opción tarifaria se implementó como voluntaria por parte de los comercializadores del servicio, desde la resolución CREG 168 de 2008, en las condiciones

que se resumen en el numeral 1.2, durante la pandemia causada por el COVID-19, mediante la Resolución CREG 058 de 2020, se determinó que, para mitigar los posibles efectos en variaciones de tarifas, dicha herramienta se debía aplicar de manera obligatoria durante un periodo de 8 meses.

Si bien durante el año 2020 y comienzos del 2021 el incremento de los precios fue bajo, a partir del segundo semestre de 2021 se incrementaron de manera importante y sostenida los índices de precios, dentro de los cuales se encuentra el IPP. Al ser este el indexador utilizado para la actualización de la mayoría de los componentes del costo unitario de prestación del servicio, (alrededor del 88% del CU), se presentó un aumento importante del mismo, con lo cual, la brecha o diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado se amplió en algunos mercados generando un incremento de los saldos acumulados por la opción tarifaria.

Como producto de las altas variaciones del IPP, se expidieron las resoluciones CREG 101 027 de 2022, 101 028 de 2022, 101 029 de 2022 y 101 031 de 2022; mediante las cuales se permitió el cambio de IPP para el cálculo de componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, se adoptan medidas transitorias para ajustar los precios e indexadores de contratos de energía de largo plazo y diferir las obligaciones de pago de los comercializadores y se dictaron otras disposiciones asociadas con la disminución de las tarifas del servicio de energía eléctrica pero también con el incremento máximo de las mismas, lo que nuevamente generó aumentos en los saldos.

Las situaciones descritas anteriormente han generado que algunos mercados de comercialización tengan saldos acumulados (que a agosto de 2023 sumaban alrededor de 4,7 billones de pesos en el nivel de tensión 1) que podrían afectar la sostenibilidad de los comercializadores y por un lado y la capacidad de pago de los usuarios al mantener las condiciones de la recuperación del saldo previstas en la Resolución CREG 012 de 2020.

Para permitir financiación de estos saldos, 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”, expresa que la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - FINDETER estructurará otorgamientos de 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 Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.

Al respecto, el Ministerio de Hacienda y Crédito público expidió el 8 de septiembre de 2023, para comentarios, una propuesta de decreto “Por el cual se adiciona el Capítulo 12 al Título 7 de la Parte 6 del Libro 2 del Decreto 1068 de 2015, Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público, para la creación de una línea de crédito directo con tasa compensada de la Financiera de Desarrollo Territorial S.A.-Findeter, destinada a irrigar recursos de capital de trabajo y/o liquidez a las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, de conformidad con lo establecido en el artículo 5º de la Ley 2299 de 2023”

1.1 Antecedentes legales

La expedición de la normatividad asociada con la opción tarifaria se sustenta con base en las siguientes disposiciones:

- a. **Ley 142 de 1994.** Según lo establecido en el Artículo 73.11, la CREG es la entidad encargada de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica que, a su vez, de acuerdo con el artículo 88.1 podrán estar sujetas a topes máximos y mínimos. Por otra parte, el artículo 90 de la misma Ley dispone que la CREG, al definir sus tarifas, puede establecer varias alternativas y siempre podrá diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.
- b. **Ley 143 de 1994.** El artículo 23 asignó a la CREG la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de energía eléctrica reiterando, en su artículo 46, que se podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias.
- c. **Ley 1955 de 2019.** Por medio de la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 donde, en su artículo 318 se determinó la expedición de un régimen transitorio especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización del mercado de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
- d. **Resolución CREG 119 de 2007.** Mediante la cual se aprobó la fórmula general que permite a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, como base de cálculo de las tarifas finales.
- e. **Resolución CREG 168 de 2008.** Donde se estableció la primera opción tarifaria, la cual permitía moderar incrementos abruptos en la tarifa mediante la acumulación de saldos que son pagados por el usuario con posterioridad, a lo largo de un mayor período de tiempo. Esta resolución tuvo una aplicación en un periodo determinado de tiempo que, posteriormente, fue ampliado mediante las resoluciones CREG 057 de 2014, 158 de 2015 y 044 de 2017.

1.2 Definición y aplicación de la opción tarifaria actual

La reglamentación vigente que permite, ante cambios importantes en el costo unitario de prestación del servicio, tener variaciones moderadas y graduales en las tarifas se ha denominado opción tarifaria y se encuentra establecida mediante la Resolución CREG 012 de 2020 con base en los siguientes elementos:

- Se permite diferir las variaciones considerables en el CU, en varios periodos, con variaciones graduales.
- Para las opciones tarifarias que iniciaron con anterioridad a enero de 2022, el comercializador podrá optar por establecer las tarifas del mercado de comercialización que atiende con base en las fórmulas de la Resolución CREG 119 de 2007 o con base en la gradualidad establecida en la opción tarifaria. Con esto, los usuarios no pueden “escoger” si se acogen o no a la opción tarifaria.
- En este caso, si un comercializador se acoge a la opción tarifaria, dicha gradualidad se aplica, de manera general, a todos los usuarios regulados de un mismo mercado de

comercialización atendidos por un mismo comercializador, con base en la siguiente expresión:

$$CUv_{n,m,i,j} = \min \left[\left(CUv_{n,m-1,i,j} * (1 + PV) \right), CU_{V^c}_{n,m,i,j} + \frac{SA_{n,m-1,i,j}}{VR_{n,t-1,i,j}} \right]$$

- Cuando en un periodo determinado se inicia el cobro a los usuarios con base en la tarifa resultante de la opción tarifaria, que es inferior a la tarifa resultante de la aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007, se genera un “saldo por pagar” el cual podrá ser recuperado teniendo en cuenta una tasa máxima determinada en la norma, según la expresión que se presenta adelante:

$$SA_{n,m,i,j} = \left[SA_{n,m-1,i,j} + \left(CU_{V^c}_{n,m,i,j} - CUv_{n,m,i,j} \right) * VR_{n,m-1,i,j} \right] * (1 + r_{EM_m})$$

- Para las opciones tarifarias que inicien a partir de enero de 2022, el usuario podrá optar por pagar con base en la tarifa gradual de la opción tarifaria o con base en la tarifa resultante de la Resolución CREG 119 de 2007, es decir sin gradualidad alguna.

Los detalles de la normatividad se presentan en la Resolución CREG 012 de 2020 disponible para consulta en el gestor normativo Alejandría que se encuentra en la página web www.creg.gov.co.

En el numeral 1.4 y en el Anexo se presentan los análisis sobre la aplicación de la opción tarifaria desde 2020 a nivel país y de manera detallada por cada mercado de comercialización respectivamente.

1.2.1 Contexto jurídico

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.

De acuerdo con lo anterior, para el servicio público domiciliario de energía eléctrica y en ejercicio de dicha atribución, la Comisión ha expedido una serie de normas, como es el caso de las resoluciones CREG 168 de 2008 y 012 de 2020, en las que se buscaba otorgar alternativas a los agentes comercializadores frente al cobro de las tarifas por los incrementos o aumentos que se pudieran presentar. Lo anterior, teniendo como propósito “evitar el incremento abrupto de las tarifas” o “reducir el impacto para los usuarios de esos posibles incrementos”.

Dentro de las principales características de este mecanismo son:

- i) la posibilidad de acogerse a este mecanismo se hace por parte del comercializador;
- ii) la aplicación de la opción y el saldo acumulado es llevada a cabo por parte de los comercializadores en el plazo que este último establezca, toda vez que dicho agente es el que cuenta con mejor información frente al nivel de incremento que se le puede llevar a cabo al usuario;
- iii) la aplicación de la opción implica una formula 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 las opciones que se dieran a partir del año 2022, el usuario de manera individual contara con la posibilidad de que no se le aplicara la opción tarifaria pagando la tarifa plena del servicio¹.

Posteriormente y como resultado de las decisiones adoptadas en el marco de la emergencia económica y social, en este caso del Decreto Legislativo 517 de 2020, la Comisión expidió la Resolución CREG 058 de 2020, "Por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica" donde se estableció la aplicación obligatoria de la opción tarifaria para permitir la estabilidad de las tarifas del servicio con el fin de enfrentar las consecuencias derivadas de la pandemia.

Dicha opción tarifaria tiene unas condiciones específicas, diferentes de las previstas inicialmente en la Resolución CREG 012 de 2020, principalmente relacionadas con el nivel imperativo de aplicación de la misma por parte de las empresas comercializadoras cuando se presentará un incremento superior al 3% en el costo unitario de prestación del servicio, con la finalidad de evitar un cobro completo del costo unitario de la prestación del servicio de energía, ante los impactos económicos y sociales derivados de la pandemia del COVID-19 y la imposibilidad de que los usuarios pudiesen sufragar el costo del servicio, como lo plantea el Decreto 517, por lo que dicha norma en sus considerandos expone que:

*"Que en el precitado Decreto 417 de 2020. declaratorio del Estado de Emergencia Económica. Social y Ecológica, se indicó que: "(...) el 42,4% de los trabajadores en Colombia trabajan por cuenta propia y 56,4% no son asalariados, Los ingresos de este tipo de trabajadores y sus dependientes dependen de su trabajo diario y esta actividad se ha visto repentina y sorprendentemente restringida por las medidas necesarias para controlar el escalamiento de la pandemia. Adicionalmente, estos hogares son vulnerables al no contar con mecanismos para reemplazar los ingresos que dejarán de percibir por causa de las medidas sanitarias. Que las medidas sanitarias resultan en una reducción de los flujos de caja de personas y empresas. **Los menores flujos de conllevan a posibles incumplimientos de pagos y obligaciones, rompiendo relaciones de largo plazo entre deudores y acreedores que se basan en la confianza y pueden tomar períodos largos en volver a desarrollarse.***

Que por lo anterior, se hace necesario establecer facultades legales que permitan establecer medidas vinculantes en términos de facturación por parte de las empresas de servicios públicos domiciliarios, en la medida en que para estas, no resulta obligatorio que el pago de los servicios prestados se pueda diferir; lo cual

¹ Lo anterior, teniendo en cuenta que dentro del proceso de comentarios con comunicación E-2020-000113 ASOCODIS expuso lo siguiente "Finalmente, en el numeral 9 del artículo 2° se propone que el Comercializador deberá permitir que los usuarios puedan escoger entre la aplicación de la Opción Tarifaria y el Costo Unitario, para lo cual se debe informar a los usuarios y disponer de un medio en la página web para que el usuario manifieste su decisión. Entendemos que se pretende empoderar al usuario con el fin de que tome decisiones con relación al cobro del servicio de energía eléctrica asociado a su consumo, lo cual consideramos adecuado y bien intencionado, sin embargo, dado que su implementación exige tiempo y análisis, se retrasaría la aplicación de la opción tarifaria, perdiendo la oportunidad de mitigar los incrementos que se presenten en el muy corto plazo. Por ello, respetuosamente sugerimos que esta medida no aplique en forma inmediata, sino que se analice con mayor profundidad en el marco de la formula tarifaria que se va a revisar".

permitirá aliviar la carga económica de los usuarios finales y, por ende dar continuidad a la prestación de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por redes. (Resaltado fuera de texto)

La Resolución CREG 058 de 2020 en su artículo 12 establece, con respecto a la aplicación de la opción tarifaria que, a partir de la expedición de la presente resolución y hasta dos (2) meses después del 30 de mayo de 2020, fecha en la cual finaliza el estado de emergencia sanitaria declarado en la Resolución 385 de 2020 del Ministerio de Salud y Protección Social, los comercializadores deben aplicar la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020 cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes. Para la aplicación de la opción tarifaria se debe utilizar la variable PV igual a cero (0) durante el período indicado en el párrafo anterior.

En concordancia con dicha remisión, el artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020 “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” cuando define la opción y dentro de las variables de la fórmula consignadas en el numeral 5o, se encuentra la variable “ $SA_{n,m,i,j}$ ”, definida como el Saldo Acumulado, expresado en \$, del Comercializador i para el mes m en el nivel de tensión n del mercado de comercialización j , por las diferencias entre el CU calculado $CU_{vcn,m,i,j}$ y el CU aplicado $CU_{vn,m,i,j}$.”

En relación con esto, se debe tener en cuenta que la Resolución CREG 058 de 2020 fue objeto de control automático de legalidad por parte del H. Consejo de Estado, el cual mediante Sentencia de 26 de marzo de 2021 de la sala especial de decisión No 26, con ponencia del consejero Guillermo Sánchez, Radicación 2020-01743, avaló la legalidad del artículo 12 donde de manera particular expuso dicho fallo:

“De modo que la aplicación de un menor valor al aprobado para la remuneración de las actividades de transmisión, distribución y comercialización (art. 11 Res. CREG 058) y la aplicación obligatoria de opciones tarifarias, (art. 12 Res. CREG 058, art. 3 Res. CREG 108 y art. 3 Res. CREG 152), corresponden a medidas acordes no solo a las facultades que la Ley 142 de 1994 asigna a la CREG y sino a las potestades establecidas en la norma de excepción. De ahí que, esas medidas administrativas se tomaron dentro del marco de competencia de la autoridad.

(...)

20.3 El cobro que pueden hacer, los prestadores de las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de un valor menor al máximo aprobado para la remuneración de sus respectivas actividades (art. 11 Res. CREG 058) y la aplicación obligatoria de la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020 cuando se presente un incremento superior al 3% en el costo unitario de prestación del servicio (art. 12 Res. CREG 058, art. 3 Res. CREG 108, art. 3 Res. CREG 152), tienen como objeto reducir el impacto económico en el sistema ocasionado por la emergencia sanitaria. Por ello, son adecuadas al hecho que pretenden conjurar, pues las medidas persiguen ajustar el esquema financiero alterado por la pandemia que obligó a emitir regulaciones que permitan opciones de pago diferido a los usuarios del servicio. (Resaltado fuera de texto)

Ahora, como se expone dentro del presente documento, las principales causas que motivan la problemática actual se han presentado con posterioridad a la Resolución CREG 058 de

2020 y dentro del período de aplicación de la opción tarifaria, las cuales han afectado su aplicación con respecto a la dinámica inicial, principalmente en relación con la forma en que se viene incrementando el saldo acumulado.

En este sentido, de continuar con la aplicación de la opción en las mismas condiciones actuales, sus efectos terminan afectando la convergencia que se busca entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos en relación con los usuarios, con el interés de las empresas en relación la libertad económica, así como la correcta y suficiente remuneración del servicio en condiciones de eficiencia. Esto puede poner en riesgo la continuidad en la prestación del servicio desde el punto de vista económico, en relación con la capacidad financiera de los agentes comercializadores frente a la forma en que se vienen asumiendo el saldo, como posteriormente los impactos en las tarifas que se presenten para los usuarios y la capacidad de asumir dichos incrementos en el momento en que el saldo se deje de acumular.

En relación con esto último, la imposibilidad de pago de los usuarios o de asumir los incrementos en la tarifa, lo cual individualmente considerado puede ser un evento aislado o particular, de presentarse de manera masiva o sistémica, ya no tendría un efecto específico dentro de una situación particular contractual, sino que el mismo puede, al tener ese carácter general o sistémico, lo cual pone en riesgo la prestación del servicio en relación con la suficiencia financiera de la empresa por el no pago de la tarifa.

Adicionalmente, desde el lado de las empresas comercializadoras, la aplicación de dichos incrementos de manera general puede ver afectadas las condiciones de prestación del servicio en mercados con condiciones específicas, no por el no pago del servicio, sino 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” donde se presente el retiro de demanda en un mercado de comercialización en la medida que un usuario busque ser atendido por otro comercializador y que en su momento no sufrague el pago del saldo acumulado en el mercado que era atendido.

De acuerdo con lo expuesto, la situación actual justifica el ejercicio de la actividad regulatoria interviniendo la opción tarifaria actual, con el fin de identificar una alternativa regulatoria que permita, en la medida de lo posible, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas, buscando garantizar 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.

Es por esto por lo que para la definición de las alternativas regulatorias se considera relevante tener en cuenta los siguientes elementos:

- a. La aplicación de la regulación actual y su afectación por los eventos presentados con posterioridad a su definición no permiten resolver el problema actual en relación con la forma en que se viene incrementando el saldo acumulado. Así mismo, el problema resuelto en la Resolución CREG 058 de 2020 es diferente al actualmente presentado;
- b. Se deben identificar los riesgos jurídicos asociados con las alternativas que se presenten, en la medida que la misma interviene la aplicación de una opción que se viene realizando actualmente. Para esto, los lineamientos jurisprudenciales pueden aportar elementos importantes a la Comisión.

- c. Entiende la Comisión que el saldo acumulado es una consecuencia de la aplicación de la regulación, principalmente causado como parte de las medidas en el marco de la emergencia económica y social frente a la cual se ha declarado su legalidad.
- d. La opción tarifaria actual pretende un fin jurídicamente relevante, el cual hace relación a reducir el impacto económico en el sistema ocasionado por la emergencia sanitaria, ajustando el esquema de financiación y el mecanismo utilizado a través de la financiación se considera válido como una herramienta para aminorar los efectos en los incrementos de las tarifas y permite garantizar el pago oportuno del servicio público”.

1.3 Situaciones presentadas

Durante el periodo 2020 – 2023 se han presentado diferentes situaciones que han llevado a un incremento importante en el costo unitario de prestación del servicio en algunos mercados de comercialización del país, como se señala a continuación:

1.3.1 COVID – 19

En el periodo comprendido entre la fecha de expedición de la Resolución CREG 012 de 2020 (febrero de 2020) y el inicio de la pandemia generada por el COVID-19, solo un comercializador de energía se encontraba utilizando la figura de opción tarifaria.

Con la llegada de la pandemia, la CREG expidió una serie de normas encaminadas a enfrentar los efectos económicos adversos producto de la mencionada pandemia, para los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica, dentro de las que se encuentra la expedición de la Resolución CREG 058 de 2020 que permitió, entre otros, lo siguiente:

- Que durante algunos meses un usuario pudiera recibir el servicio sin que tuviese que pagar la factura correspondiente. El valor por pagar correspondiente podía ser diferido en un periodo de tres años. De esta manera, el usuario podía optar por acogerse a este beneficio o pagar la factura de manera normal.
- Que, aunque el costo unitario de prestación del servicio calculado con base en la Resolución 119 de 2007 aumentara, las tarifas del servicio no se modificaran, lo que implicaba utilizar la figura de la opción tarifaria de manera obligatoria.

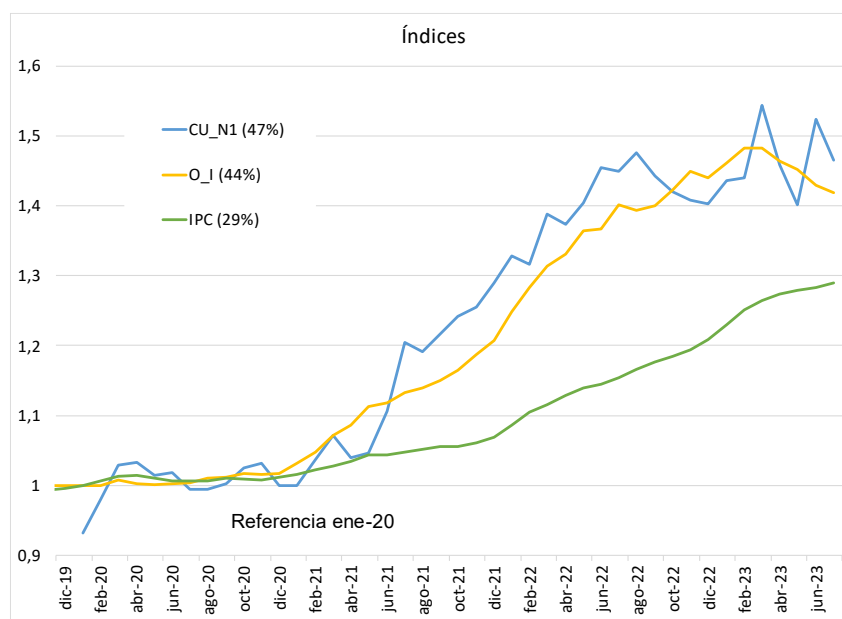
Estas disposiciones efectivamente permitieron enfrentar los efectos de pandemia, en ejercicio de las medidas sanitarias ordenadas por el Gobierno Nacional, generando unas obligaciones futuras, producto de los saldos a raíz de las diferencias entre las tarifas de opción tarifarias y las normales.

1.3.2 Comportamiento de los índices de precios

Acorde con lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, de las seis variables que componen el costo unitario de prestación del servicio, cinco varían de manera directa o indirectamente con el IPP mientras que una de ellas (C) varía principalmente con el IPC.

A continuación, se presenta la variación del índice de precios del productor, del índice de precios al consumidor y el costo unitario de prestación del servicio del nivel de tensión 1, CU, entre diciembre de 2020 y julio de 2023.

Gráfica 1 Evolución del IPP, IPC y CU simulado – enero 2020 – julio 2023



En la gráfica anterior, se observa que la variación acumulada del IPC entre enero de 2020 y julio de 2023 fue del 29%, la del IPP (serie oferta interna) de 44% y el CU de nivel de tensión 1 ponderado a nivel nacional 47%.

1.3.3 Régimen transitorio especial para la región Caribe

El artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 autorizó al Gobierno Nacional para que estableciera un régimen transitorio especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en el mercado que era atendido por la Electricadora del Caribe S. A. E.S.P. en la fecha de expedición de dicha Ley.

Esta determinación fue reglamentada mediante el Decreto 1645 de 2019 y se delegó en la Comisión de Regulación de Energía y Gas la función de establecer dicho régimen transitorio especial en materia tarifaria para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la región Caribe, conforme a los lineamientos allí dispuestos.

Con base en dichas normas, se aprobaron ajustes, principalmente, en los siguientes aspectos:

- Resolución MME 40272 de 2020 - Ajuste de riesgo de cartera
- Resolución CREG 188 de 2020 - Ajuste de Costo base de comercialización
- Resolución CREG 010 de 2020 - Ajuste en reconocimiento de pérdidas de energía desde la presentación de la solicitud de ingresos, ajuste en el reconocimiento de AOM y ajuste en el reconocimiento de inversiones.

Lo anterior viene siendo objeto de aplicación por parte de los prestadores del servicio en el Mercado Caribe, generando importantes diferencias como se mostrará adelante.

1.3.4 Ingresos de distribución para el OR Celsia Tolima

Mediante la Resolución CREG 001 de 2020 la CREG aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Celsia Tolima S. A. E.S.P., con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018.

La particularidad presentada durante esta actuación administrativa está relacionada con un aumento súbito de activos por parte del operador de red, respecto de los activos que venían siendo remunerados con metodologías anteriores.

Dado lo anterior, el cargo de distribución aumentó de manera importante por cuenta de la incorporación de activos que están siendo utilizados en la prestación del servicio pero que, en razón a que el operador de red no los reportaba anteriormente, no venían siendo objeto de remuneración mediante la aplicación de metodologías anteriores.

En Resolución MME 4 0227 de 2022 se incorporó el mercado de comercialización de Tolima en el ADD Oriente, lo cual condujo a una reducción del orden de 226 pesos por cada kWh en el cargo de distribución del mercado de Tolima, que es compensada con un incremento en los demás mercados del ADD Oriente.

1.4 Evolución del costo unitario de prestación del servicio

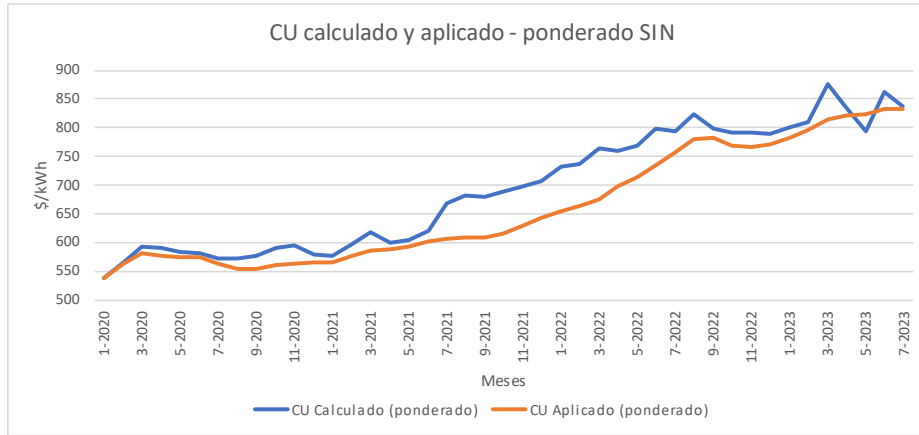
En la Gráfica 2 se presenta la evolución del Costo Unitario de Prestación del servicio, CU, de nivel de tensión 1 del país² para el periodo enero de 2020 a julio de 2023. La serie *CU calculado* corresponde a la estimada a partir del CU determinado con base en la metodología definida en la Resolución CREG 119 de 2007, mientras que la serie *CU aplicado* corresponde al CU cobrado a los usuarios en aplicación de la opción tarifaria.

Se observa en el periodo enero de 2020 a diciembre de 2022 un incremento del orden del 47% en el *CU calculado* y un 41% del *CU aplicado*, no obstante, en términos reales, descontando la inflación del periodo, el incremento fue del orden del 25%.

A finales del año 2022 se observa una reducción de la diferencia entre el *CU calculado* y el *CU aplicado* (a nivel ponderado), no obstante, en el año 2023 se ha mantenido variable, se observa que la brecha se mantiene uniforme hasta mayo de 2023, producto en buena medida de las medidas de incremento controlado del *CU aplicado* tomadas en la Resolución CREG 101-031 de 2022 y las medidas de crecimiento limitado del *CU aplicado*.

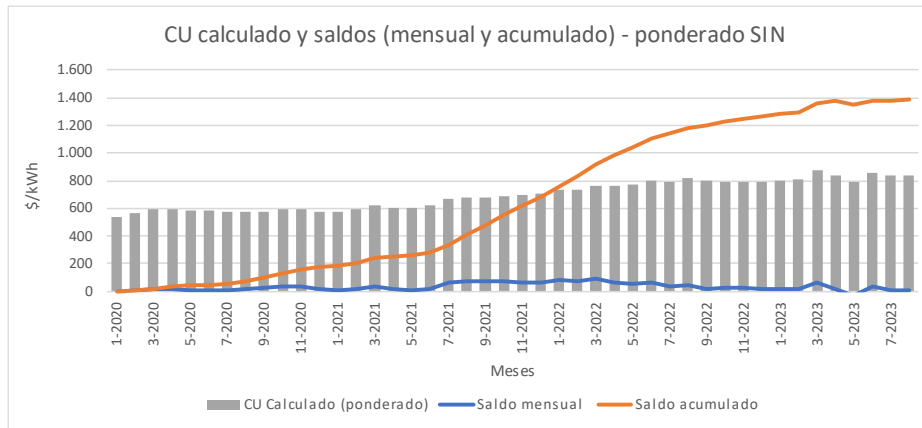
² Ponderado con base en las ventas de cada mercado de comercialización

Gráfica 2 Evolución del CU calculado y aplicado 2020 - 2023



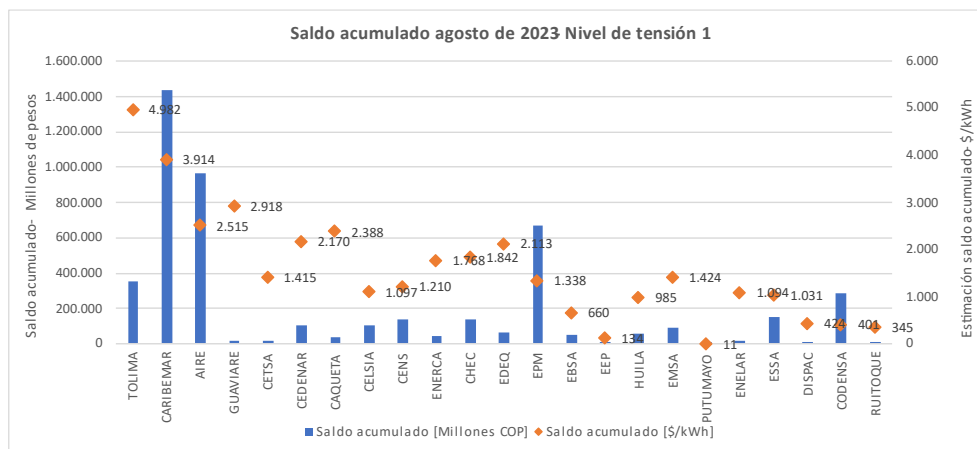
Como se señaló en el numeral 1.2, la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado mensualmente genera un saldo que se va acumulando. En la Gráfica 3 se presenta el saldo mensual y el saldo acumulado, en \$/kWh. Se observa que a agosto de 2023 el saldo acumulado, es 65% mayor que el CU calculado, esto es equivalente a que los comercializadores no han cobrado a los usuarios un equivalente a 1,6 meses de servicio, al respecto se señala que esta relación es diferente para cada mercado de comercialización como se observa más adelante.

Gráfica 3 Saldo mensual y acumulado (enero 2020 – agosto 2023)



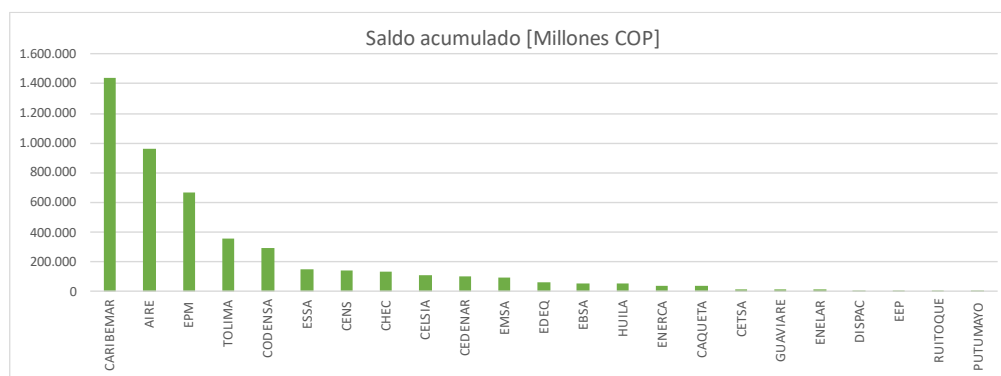
En la siguiente gráfica se presenta para cada mercado de comercialización el saldo acumulado en millones de pesos y el saldo equivalente en \$/kWh para junio de 2023 y usuarios del nivel de tensión 1.

Gráfica 4 Saldo acumulado por mercado



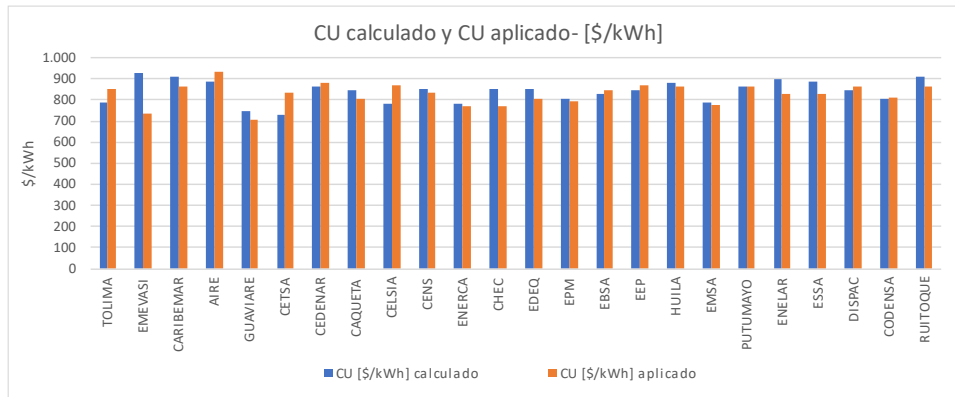
Se estima que el saldo acumulado a agosto de 2023 es del orden de 4.7 billones de pesos, en el nivel de tensión 1, de los cuales el 78% se concentra en cinco mercados de comercialización, Caribemar, Air-e, EPM, Tolima y Codensa, mientras que el 51% del saldo acumulado se encuentra en los dos mercados de la región Caribe.

Gráfica 5 Saldo acumulado por mercado de comercialización en el nivel de tensión 1 – Millones de pesos



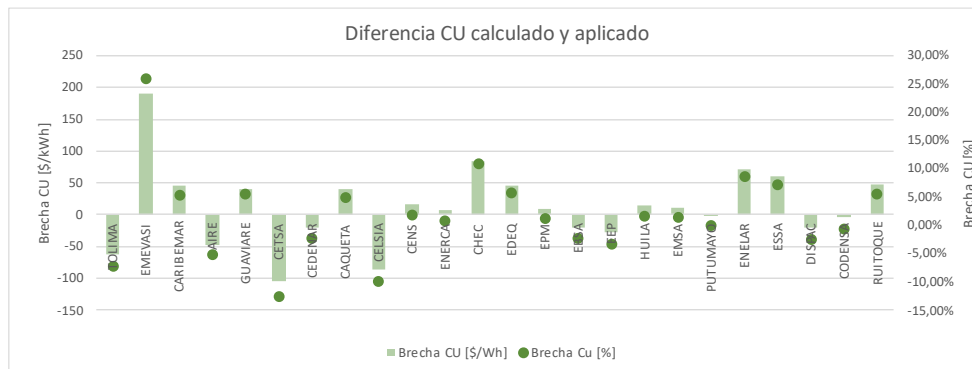
Otro aspecto a considerar es la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado, en adelante brecha del CU, lo que permite identificar que tan cerca se encuentra un mercado de dejar de acumular saldos y empezar a recuperarlos. En la Gráfica 6 se presenta para cada mercado de comercialización el CU calculado y el CU aplicado en junio de 2023.

Gráfica 6 Diferencia entre CU calculado y aplicado por mercado de comercialización - agosto 2023



En la Gráfica 7 se presenta la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado en agosto de 2023 para cada mercado de comercialización, las barras muestran la diferencia en \$/kWh y los puntos representan el porcentaje adicional del CU aplicado respecto al CU calculado.

Gráfica 7 Diferencia en CU calculado y aplicado en \$/kWh y porcentaje



A agosto de 2023, quince mercados tienen una brecha inferior al 5% del CU aplicado, seis se encuentra con una brecha entre 5% y 10% y los demás mercados tienen una diferencia superior al 10%, siendo el mercado de Empresa de Energía del Valle de Sibundoy el que tiene la diferencia más alta.

En la siguiente tabla se presenta la evolución de la brecha del CU (diferencia entre el CU aplicado y el CU calculado) en lo corrido del 2023. Las celdas resaltadas con color verde corresponden a los meses en los cuales el CU aplicado es mayor que el calculado, por lo cual se entiende que, posiblemente³, en ese mes se redujo el saldo acumulado en vez de incrementarse.

³ Sin considerar el efecto del saldo efectuado por la variable $A_{j,m,i}$ en el cálculo del costo de generación.

En febrero y abril ocho mercados se encontraban en etapa de recuperación del saldo, sin embargo, en marzo únicamente dos mercados se encontraban en esta etapa.

Tabla 1 Evolución brecha del CU por mercado entre enero y agosto de 2023 (valores en \$/kWh)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
TOLIMA	16	-7	10	-3	-45	-1	-47	-62
CARIBEMAR	91	68	115	40	2	56	41	46
AIRE	23	-13	17	-32	-69	-6	-40	-48
GUAVIARE	65	49	52	52	85	63	47	40
CETSA	12	-18	-2	-38	-59	-74	-80	-105
CEDENAR	28	64	119	79	-18	54	17	-20
CAQUETA	111	127	184	122	42	103	57	40
CELSIA	9	-13	-5	-24	-58	-21	-68	-87
CENS	-7	3	70	36	-8	58	20	16
ENERCA	122	123	159	114	85	83	0	7
CHEC	98	78	113	97	61	87	75	85
EDEQ	31	72	140	111	18	70	33	46
EPM	5	5	59	23	-19	24	18	10
EBSA	0	8	68	17	-37	21	-3	-20
EEP	-22	-23	43	-11	-55	13	-24	-28
HUILA	-1	29	72	83	-77	35	34	14
EMSA	103	94	115	57	34	44	11	12
PUTUMAYO	7	-7	12	-6	-41	-7	-27	-1
ENELAR	42	61	166	76	24	122	71	72
ESSA	11	26	99	39	-15	67	43	60
DISPAC	-19	-6	58	-29	-68	10	0	-21
CODENSA	-23	-14	62	-8	-62	33	-8	-5
RUITOQUE	-36	32	63	64	-83	-4	70	47

1.5 Comunicaciones de los agentes

A continuación, se presentan de manera resumida los argumentos enviados por algunos agentes respecto del tema.

ENEL (E-2021-004873)

El agente considera que pueden existir varias interpretaciones sobre el cálculo de los saldos acumulados de que trata la Resolución CREG 012 de 2020, dependiendo de los ciclos de facturación o de la publicación y aplicación de tarifas.

POLLO OLIMPICO (E-2021-006221)

El usuario pregunta por la posibilidad de poder pagar según el CU en cada momento sin tener que verse “obligado” a utilizar la opción tarifaria

EPSA (E-2021-009184)

El agente advierte la complejidad de aplicar tarifas en el caso de un comercializador que quiere atender usuarios por primera vez en un mercado de comercialización atendido por un comercializador incumbente que ha iniciado una opción tarifaria.

VATIA (E-2021-013878)

Advierte problemas de insuficiencia financiera con la aplicación de la opción tarifaria y posibles problemas en la competencia en mercados donde existen opciones tarifarias por lo que solicita modificaciones a la reglamentación.

ASOCODIS (E-2021-015485)

Presenta aspectos relacionados con el comportamiento de la opción tarifaria y advierte sobre la posible condición de “arbitraje” que se puede presentar en la atención por parte de un comercializador entrante en un mercado donde el comercializador incumbente se encuentra en opción tarifaria.

Solicita revisión al tema de las restricciones por cuanto se considera que existen variables que pueden ser ajustadas.

ASOCODIS (E-2022-005726 y E2023015580, entre otras)

Presenta aspectos relacionados con dificultades en la liquidez de las empresas comercializadoras donde menciona el manejo de saldos acumulados de la opción tarifaria, presenta alternativas de tratamiento al tema que incluyen modificaciones a las tasas actuales, colocar un cargo único que represente el pago de la opción por varios meses o años (en función del saldo de cada mercado), moderar los incrementos.

Otras propuestas están relacionadas con colocar opciones tarifarias por niveles de tensión, por componentes del CU, por sector o por estratos, según las dinámicas de cada mercado.

1.6 Revisión CREG

Teniendo en cuenta las solicitudes de los agentes y las revisiones internas de la CREG, los análisis presentados incluyen acciones de corto, mediano y largo plazo de la opción tarifaria y sus implicaciones en los mercados de comercialización que permiten observar los siguientes aspectos generales:

- a. Crecimiento importante de los saldos a recuperar, que determinan una posible aplicación de CU con valores altos y largos periodos de recuperación.
- b. Cambio de proveedor del servicio en un mercado de comercialización por parte de un usuario que antes era atendido por el comercializador incumbente que se encuentra aplicando una opción tarifaria, dadas las diferencias del CU por la aplicación de la opción tarifaria.

2 PROBLEMÁTICA REGULATORIA

Con base en las revisiones realizadas, se identifica el problema, con sus respectivas causas y posibles consecuencias como se muestra a continuación:

Problema: Posibilidad de riesgo en la prestación del servicio de energía eléctrica por insuficiencia financiera de todas las actividades.

Causas:

- Aplicación de opción tarifaria obligatoria por COVID
- Aumento de costo unitario del servicio por causa de variaciones en el IPP y el IPC
- Baja capacidad de pago de algunos usuarios
- Aumento del costo del servicio por causa de instrumentalización de Ley 1955 de 2019
- Aumento del costo del servicio por variaciones en contratos de energía (convocatorias energía renovable)
- Aumento de costo de distribución en un sistema de distribución por causas atípicas

Consecuencias

- Posible incapacidad de conseguir recursos de financiación para soportar la opción
- Posible aplicación de tarifa sin opción
- Aumento de tarifas por encima de la inflación durante los próximos años asociado con el pago de la opción tarifaria vigente
- Posible incapacidad de pago de los comercializadores a agentes de la cadena por aumento de cartera
- Posible cambio de comercializador, por parte de un usuario, de un prestador de tarifas con opción tarifaria a uno que no tenga opción tarifaria
- No pago de saldos por quienes lo generaron
- Aumento de saldos por efecto de saldo financiado por la opción tarifaria que deben soportar los usuarios que quedan
- Que el CU iguale o supere el valor del primer escalón de racionamiento

3 OBJETIVOS

De esta manera, se indica que el resultado de la revisión regulatoria busca mitigar el riesgo en la prestación del servicio de energía eléctrica por insuficiencia financiera de todas las actividades y el impacto a los usuarios por incrementos en las tarifas, considerando los siguientes objetivos específicos:

- a. Moderar la presión sobre el CU aplicado a los usuarios por ajustes en la regulación de la opción tarifaria
- b. Reducir progresivamente el saldo derivado de la aplicación de la regulación tarifaria vigente desde 2020

- c. Suavizar los cambios en el CU cuando se aplique la fórmula de recuperación de saldos actuales
- d. Proteger a las empresas comercializadoras del eventual oportunismo de otros agentes que no participaron de la opción tarifaria implementada en 2020 en el mismo mercado (que todos los usuarios del mercado participen en la solución de los saldos acumulados)
- e. Dar seguridad jurídica a la recuperación del saldo a partir del fallo del Consejo de Estado que avaló la obligatoriedad de la opción y el saldo por mercado de comercialización (Se busca que las alternativas superen la “expectativa legítima”).
- f. Posibilitar la financiación del saldo para aquellos prestadores que lo requieran.

4 ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN

Para avanzar en el análisis del problema y sus posibles soluciones, en concordancia con los objetivos planteados, se identificaron y se estudiaron los impactos de tres alternativas a saber:

- No modificar la normatividad vigente
- Individualización de saldos
- Creación de un cargo temporal de mercado

En los siguientes segmentos se presentan las características principales de cada una y se revisan sus posibles impactos que, en conjunto con un análisis multicriterio, permitirán efectuar la propuesta regulatoria más adecuada.

4.1 No modificar la regulación vigente

Esta alternativa considera que no hay intervención alguna y que por lo tanto no se efectúan modificaciones a la normatividad vigente, con lo que los problemas detectados continuarían sin solución y se permitiría una competencia en condiciones inequitativas con varios problemas a saber:

- Las opciones tarifarias actuales siguen vigentes, donde el saldo acumulado se sigue incrementando, con lo que se proyecta que, en algunos mercados, se deben alcanzar valores de costo unitario alrededor de 1.300 \$/kWh con tiempos de recuperación de saldo largos (más de cinco años).
- Dada la diferencia de costo unitario entre el comercializador incumbente (opción tarifaria) y el de un comercializador entrante, es posible que se presente la denominada “competencia artificial” (también mencionada como “descreme de mercado” o “condición de arbitraje”) donde un usuario, que hace parte de un mercado que generó saldos acumulados, puede cambiar de comercializador lo cual influye directamente sobre las tarifas de los demás usuarios que permanecen con el comercializador incumbente, a quienes las tarifas le son incrementadas, para cubrir la demanda del usuario que cambia de comercializador y que ya no asumiría su cuota parte del saldo.
- De cualquier forma, esta alternativa permite continuar con los problemas que se han evidenciado y, aunque se ha considerado como parte de la aplicación del análisis de impacto normativo, no se considera adecuada al no corregir los problemas detectados en la mayoría de los mercados de comercialización.

- Al respecto, se señala que varios mercados de comercialización, desde hace algunos meses, terminaron la aplicación de la opción tarifaria y que algunos mercados de comercialización tienen saldos acumulados relativamente bajos que podrían ser recuperados con la metodología actual sin ocasionar impactos importantes en su mercado.
- No se crea ninguna posibilidad para financiación de saldos.
- Las tarifas pueden aumentar sin control en aquellos mercados donde la brecha es alta y/o se requiera comenzar a recuperar el saldo de manera acelerada.
- Esta alternativa resulta indeseable para los usuarios por la posibilidad de que la situación financiera crítica de algunas empresas las lleve a una recuperación incontrolada del saldo acumulado.

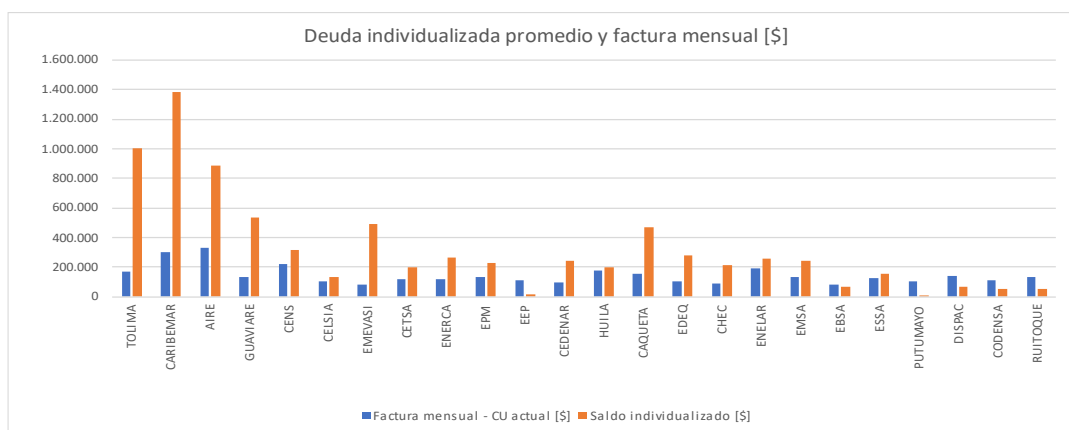
4.2 Individualización de saldos

Esta alternativa considera las siguientes características:

- Fin de la opción vigente en un mercado de comercialización.
- Determinación de un saldo particular por usuario, liquidado con base en los consumos realizados en cada periodo, entre el 2020 y el momento de finalización de la opción.
- Una vez se finalice la opción tarifaria, se cobra el CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007.

Para efectos de comparación, en la gráfica 8 se presenta, para cada mercado de comercialización, el valor promedio de la factura mensual estimado con el CU de cada mercado y el consumo promedio de un usuario residencial de dicho mercado. Este valor es equivalente al de un usuario de estrato 4 ya que no incluye subsidios ni contribuciones, adicionalmente se presenta el valor de la deuda individualizada en pesos, considerando el consumo promedio.

Gráfica 8 Estimación de deuda individualizada y valor de factura promedio mensual a agosto de 2023



Ventajas

Dado que en esta alternativa se prevé finalizar la opción vigente, se considera que existe un control de saldos, alcanzando el objetivo a) planteado.

No es aplicable el objetivo b) dado que la manera de recuperación de los saldos es individual.

Se alcanza el objetivo c) dado que cada usuario tendrá la aplicación de un CU que no integra valores de opción tarifaria y tiene una individualización del saldo.

En la medida que se puedan realizar otras opciones tarifarias para el manejo de posteriores aumentos del CU, se considera que se cumple con el objetivo d).

Desventajas

La implementación es compleja dado que requiere de la liquidación de saldos particulares sin que el usuario haya sido consciente de haber adquirido una responsabilidad de pago de un "saldo".

La individualización de saldos puede ser objeto de acuerdos de pago individuales entre empresa y cada usuario, lo cual vuelve compleja su aplicación y seguimiento.

Cuando se ha iniciado una opción para que sus saldos sean pagados por un mercado y se ha avalado su aplicación por parte del Consejo de Estado, jurídicamente se puede considerar que la definición de una individualización de saldos es retroactiva, razón por la cual se incumple el objetivo e).

La forma de recuperar el saldo de manera individual, para efectos de no ser considerado retroactiva, puede terminar en la definición de un tributo, al no ser considerado como un costo de la prestación del servicio.

Acorde con el artículo 125 de la Ley 142 de 1994, no es posible el cobro de aspectos relacionados con facturas de más de cinco meses de haber sido expedidas, por lo que se advierte una complejidad para la liquidación y cobro de dichos saldos individuales y que su recuperación sea considerada como una reliquidación, la cual tiene esta limitante de tiempo.

El esfuerzo regulatorio que debe realizarse para hacer efectiva esta opción requiere de la modificación, como mínimo, de la norma de opción tarifaria y del reglamento de comercialización.

Es posible que los saldos se incrementen en la medida que se acepten nuevas opciones tarifarias.

Dado que la liquidación y cobro es particular, es de difícil vigilancia y control por lo que se presumen aumentos de procedimientos administrativos por parte de la SSPD, para revisar casos particulares.

4.3 Creación temporal de un cargo de mercado

Esta alternativa considera las siguientes características:

- Con base en el saldo acumulado de un mercado de comercialización, una tasa y una duración que no puede exceder los diez años, se calcula un costo de mercado a ser incluido en el costo de comercialización de todos los usuarios en un mismo mercado

independientemente del prestador del servicio que lo atienda, cumpliendo con el objetivo c).

- Fin de la opción vigente en un mercado de comercialización sujeto a que la suma del costo de finalizar la opción y el cierre de la brecha entre el CU calculado y el CU a aplicar no supere el 3% del CU aplicado. En caso de que no se cumpla con esta característica, el comercializador que se acoja al mutuo acuerdo planteado deberá continuar con la aplicación de la opción tarifaria hasta alcanzar la condición mencionada. Para esto último, el comercializador podrá aplicar un costo inferior al calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007, recordando que este es un valor máximo.
- Una vez se finalice la opción tarifaria, se cobra el CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007, aplicando el CU de mutuo acuerdo que incluye el costo de opción tarifaria.
- En caso de que un usuario sea atendido cambie de comercializador, todos los comercializadores cobrarán un cargo único por este motivo, recursos que serán distribuidos para cubrir los saldos particulares.
- En caso de requerirse nuevamente, se podrá aplicar una nueva opción tarifaria la cual podrá ser aceptada o no por parte del usuario.

Ventajas

Dado que en esta alternativa se prevé finalizar la opción vigente, se considera que existe un control de saldos, alcanzando el objetivo a) planteado.

Se considera que se alcanza completamente el objetivo b), dado que se “aplana” el efecto de la opción tarifaria, eliminando el pico del CU producido por la aplicación de la opción. Además, es posible que los comercializadores apliquen plazos de recuperación de saldos amplios, incluso bajando tarifas para beneficio de los usuarios e incluso enfrentar situaciones adversas de aumentos en otros componentes, en razón a que el costo de opción tarifaria incluye tasas de los créditos obtenidos por el comercializador para financiar dichos recursos.

Se alcanza el objetivo c) en aquellos mercados que inician la aplicación del mutuo acuerdo, dado que cada usuario, independientemente del comercializador que lo atienda, deberá pagar el costo de la opción tarifaria, mediante el cual el comercializador incumbente (o el responsable de la opción tarifaria donde se encontraba el usuario) puede recuperar el saldo acumulado.

Se alcanza el objetivo d) en la medida que se permite que, para mercados con aumentos superiores al 3% del CU aplicado, para cubrir tanto la brecha como el costo del saldo de la opción tarifaria, se permita la aplicación de otro esquema de financiación que le permita iniciar con el cobro del costo de opción tarifaria, limitando el impacto en las tarifas al usuario final.

No se evidencian complejidades en su aplicación.

Es una opción con un pago, por parte de todos los usuarios, de manera uniforme donde el control del tiempo es igual para todos y está en control de la Comisión (al definir parámetros mínimos) y del prestador (al momento de aplicarlos dentro de los rangos permitidos)

La vigilancia y el control son relativamente sencillos dada la uniformidad del cargo, vigilando el cierre financiero del saldo.

Conserva la naturaleza con base en la cual se creó el saldo acumulado, esto es, como una responsabilidad del mercado en su conjunto.

El cargo por mercado puede utilizarse como respaldo para materializar prestamos como los ofrecidos por FINDETER para aquellos prestadores que requieran liquidez, en el marco del artículo 5 de la Ley 2299 de 2023.

Desventajas

En aquellos mercados que decidan no aceptar la aplicación del mutuo acuerdo seguirá existiendo el riesgo de oportunismos (descreme) y de incrementos tarifarios para la recuperación de saldos.

El esfuerzo regulatorio que debe realizarse para hacer efectiva esta opción requiere de la modificación, como mínimo, de la norma de opción tarifaria y del costo unitario de prestación del servicio.

4.4 Análisis jurídico comparativo de las alternativas

Para la identificación de las alternativas y su implementación es importante tener una serie de consideraciones en la medida que se viene actualmente aplicando una opción tarifaria, siendo esto un elemento igualmente importante al momento de considerar una alternativa regulatoria, que no solo permita de mejor forma solucionar el problema actual en un análisis de elementos a favor o en contra como parte de un ejercicio de análisis multicriterio, sino que adicionalmente considere los riesgos de adoptar dicha decisión.

Esto, en el marco de que la alternativa que se adopte este dirigida a garantizar 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 relación con esto, las alternativas regulatorias que pueden ser adoptadas para atender el problema identificado se pueden denominar como:

- i) no modificar la regulación vigente,
- ii) individualización de saldos y
- iii) creación de un cargo de mercado;

A continuación, se exponen los riesgos jurídicos identificados con la adopción de estas alternativas y las herramientas jurídicas que permitan el ejercicio de intervención por parte de la regulación.

4.4.1 No modificar la regulación vigente

Se identifica que la opción tarifaria en el contexto de la Resolución CREG 058 de 2020 ha sufrido una serie de eventos que han alterado su aplicación inicial, la cual genera un incremento en el saldo acumulado en condiciones muy superiores a las que inicialmente podían ser estimadas. En este sentido, el mantener el incremento del saldo en condiciones actuales se considera una consecuencia que ha de buscarse no mantener, en la medida

que genera un incremento en los efectos económicos que con el tiempo sean más difíciles de resolver, de ser asumidos por el usuario o de ser gestionados por los agentes comercializadores.

Por ello, se considera que no modificar la regulación actual, lo cual implica mantener el incremento del saldo actual es la peor alternativa y no conjura el problema, toda vez que se de incrementarse a niveles no sufragables por el usuario ni soportables por la empresa, pone en riesgo la continuidad en la prestación del servicio (i.e. riesgo de default); mientras que evitar dicho incremento en el saldo acumulado como ocurre actualmente implica un incremento en la tarifa, sin embargo, la alternativa regulatoria debe buscar, así sea en menor forma, que dicho incremento sea lo menos abrupto posible para el usuario.

4.4.2 Individualización de saldos

Frente a esto, en primer lugar la Comisión considera que a partir de lo expuesto por parte del H. Consejo de Estado, el cual mediante Sentencia de 26 de marzo de 2021, al declarar la legalidad de la aplicación de la opción tarifaria actual pretende un fin jurídicamente relevante, el cual hace relación a reducir el impacto económico en el sistema ocasionado por la emergencia sanitaria, ajustando el esquema de financiación y el mecanismo utilizado a través de la financiación se considera válido como una herramienta para aminorar los efectos en los incrementos de las tarifas y permite garantizar el pago oportuno del servicio público.

De acuerdo con esto, entiende la Comisión que el saldo acumulado actual es una consecuencia válida frente a la cual existe un respaldo jurídico como parte de la aplicación de la regulación como parte de las medidas en el marco de la emergencia económica y social frente a la cual se ha declarado su legalidad.

Es por esto que, el saldo acumulado actual en los mercados de comercialización se ha de considerar como un costo asociado con el servicio público domiciliario de energía eléctrica aminorando los efectos económicos de la situación de emergencia, permitiendo la estabilidad de las tarifas en dicho momento para los usuarios en dicha situación, evitando sus incrementos y permitiendo la recuperación de la tarifa por parte de los comercializadores en un momento posterior a efectos de garantizar su remuneración como parte del criterio tarifario de suficiencia financiera.

Se concluye lo anterior cuando en dicho fallo se expone lo siguiente en relación con la opción tarifaria y su aplicación obligatoria:

*“De modo que la aplicación de un menor valor al aprobado para la remuneración de las actividades de transmisión, distribución y comercialización (art. 11 Res. CREG 058) y la aplicación obligatoria de opciones tarifarias, (art. 12 Res. CREG 058, art. 3 Res. CREG 108 y art. 3 Res. CREG 152), **corresponden a medidas acordes no solo a las facultades que la Ley 142 de 1994 asigna a la CREG y sino a las potestades establecidas en la norma de excepción. De ahí que, esas medidas administrativas se tomaron dentro del marco de competencia de la autoridad.***

(...)

*20.3 El cobro que pueden hacer, los prestadores de las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de un valor menor al máximo aprobado para la remuneración de sus respectivas actividades (art. 11 Res. CREG 058) **y la aplicación obligatoria de la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020 cuando se presente un incremento superior al 3% en el costo unitario de prestación del servicio** (art. 12 Res. CREG 058, art. 3 Res. CREG 108, art. 3 Res. CREG 152), **tienen como objeto reducir el impacto económico en el sistema***

ocasionado por la emergencia sanitaria. Por ello, son adecuadas al hecho que pretenden conjurar, pues las medidas persiguen ajustar el esquema financiero alterado por la pandemia que obligó a emitir regulaciones que permitan opciones de pago diferido a los usuarios del servicio.” (Resaltado fuera de texto)

A partir de lo anterior, una vez justificado el saldo, se entiende que este hace parte de la estructura de costos de la empresa comercializadora quien es quien lo viene acumulando y se ha de garantizar recuperación el mismo, toda vez que esto está ligado a la forma que se viene acumulando el saldo actualmente.

Teniendo en cuenta esto, la alternativa de que el saldo acumulado se pague individualmente por los usuarios llevando a cabo una individualización del mismo como parte de la decisión regulatoria que se adopte a juicio de la Comisión, implica un alto riesgo de que esta alternativa sea considerada como retroactiva, toda vez que:

- i) La definición del saldo acumulado por parte de la CREG en las resoluciones CREG 012 y 058 de 2020 se hizo para un mercado de comercialización. Allí no fue expreso en considerar que dicho saldo se acumulaba de manera individual, como se llevó a cabo en otros sectores⁴;
- ii) El considerar que hoy existe un saldo individual a partir de un saldo acumulado por mercado de comercialización puede considerarse como una norma que tiene efectos sobre la acumulación del saldo que se ha dado desde el mes de marzo de 2020 hasta hoy, entendida como una situación jurídica ya definida;
- iii) Que la forma en cómo se recauda el saldo de manera individual no se encuentre justificado en la estructura de costos (i.e. solo lo estaría en la medida que fuera asumido por el mercado de comercialización y no los usuarios de manera individual) y al no ser parte de los costos de prestación del servicio, esto se considere como un tributo creado por la regulación;

Entiende el regulador que discusiones sobre la aplicación retroactiva de la decisión reduce el margen de discrecionalidad de esta y que, en un escenario de debate judicial, el juez se podría abstraer de la finalidad de la regulación adoptada, toda vez que, si dicha regulación tiene carácter retroactivo, dicha finalidad y objetivo desaparecen.

Adicionalmente, se entiende que llevar a cabo un cobro individual en las facturas puede generar una discusión de, hasta qué punto es posible llevar a cabo dicho cobro, entendido como una refacturación del servicio en los términos del artículo 125 de la Ley 142 de 1994, el cual dispone que no es posible el cobro de aspectos relacionados con facturas de más de cinco meses de haber sido expedidas, por lo que se advierte una complejidad para la liquidación y cobro de dichos saldos individuales y que su recuperación sea considerada como una reliquidación, la cual tiene esta limitante de tiempo. Es decir, que no sería posible cobrar aspectos de la tarifa que debieron ser facturados con anterioridad al haber sido causados desde el año 2020.

⁴ Ver literal d del artículo 2B de la Resolución CRA 911 de 2020 “Por la cual se establecen medidas regulatorias transitorias en el sector de agua potable y saneamiento básico, derivadas de la emergencia declarada por el Gobierno nacional a causa del COVID-19”.

4.4.3 Creación de cargo temporal de mercado

Contrario a lo anterior, entiende la Comisión que el riesgo identificado en el numeral 4.4.2 no se presenta en el caso de la recuperación de este costo para cada mercado de comercialización a través de su remuneración en los costos que se trasladan al costo unitario de prestación del servicio en la actividad de comercialización minorista, toda vez que:

- i) guarda directa relación con la forma en que fue considerado dicho saldo acumulado (i.e. por mercado de comercialización);
- ii) se reconoce como un costo asociado a la prestación del servicio en la medida que dicho saldo viene siendo acumulado por el comercializador que atiende al usuario;
- iii) se adecúa y tiene coherencia con la forma en que se ha venido acumulando el saldo;
- iv) existe un pronunciamiento judicial sobre la legalidad de la aplicación de la opción tarifaria, lo cual incluiría sus consecuencias desde el punto de vista económico como sería el caso del saldo acumulado y deriva en que dicho saldo puede considerarse como un costo asociado con la prestación del servicio.

Entiende la Comisión que, a partir de encontrar jurídicamente justificado este saldo como un costo asociado con la prestación del servicio, la alternativa regulatoria ha de buscar considerar esta situación a efecto que la medida de intervención sea coherente y concordante con la aplicación de la opción actual y recoja dicha aplicación como se ha venido dando, es decir, dentro de un mercado de comercialización.

En este sentido, la posibilidad de definir un cargo por mercado de comercialización busca ser coherente y concordante con la forma en que se dio aplicación al saldo acumulado como parte de la opción tarifaria, que dicha medida regulatoria pretendió unos fines y objetivos legalmente justificados, de la misma forma que se considera que hace parte de un mecanismo regulatorio que en mejor manera y para el presente caso, logra propender por hacer compatibles los intereses privados, con la satisfacción de las necesidades colectivas de los usuarios, buscando un equilibrio entre la relación jurídica usuario – empresa.

De acuerdo con esto, la definición de un cargo por mercado de comercialización como mecanismo regulatorio de intervención resulta más favorable a los fines y objetivos perseguidos por la regulación con respecto a la prestación continua y eficiente del servicio, la garantía de los criterios de suficiencia financiera, eficiencia y neutralidad en la remuneración de la tarifa, buscando que el ejercicio de intervención garantice la efectividad de los principios sociales que se materializan a través de la prestación del servicio frente al pago de las tarifas por parte del usuario y el adecuado funcionamiento del mercado en relación con la capacidad de gestión del saldo por parte de las comercializadoras.

4.4.4 Comparación de alternativas

Encuentra la Comisión que las alternativas planteadas no reducen en su totalidad la finalidad de evitar el incremento abrupto de las tarifas dentro del cobro o reducir el impacto para los usuarios de esos posibles incrementos, pero si resulta ser más beneficiosa que seguir aplicando la opción tarifaria actual, toda vez que la misma afecta al usuario y los mercados de comercialización de las empresas en mayor nivel a mediano y largo plazo con el nivel de saldo que se acumula, el incremento que se da al momento de iniciar a sufragar el saldo y el total de tarifa que se paga cuando este termine.

De acuerdo con lo anterior y sin perjuicio del análisis de elementos a favor y en contra de estas alternativas, como parte de un análisis multicriterio que hace parte del presente documento y que se presenta en el numeral siguiente, se concluye que la suspensión incremento del saldo y el recaudo del saldo acumulado como un costo del mercado tiene menores riesgos a nivel jurídico frente a la alternativa de individualización del saldo acumulado, en la medida que guarda mayor coherencia y concordancia con la definición de la opción tarifaria, los fines perseguidos y la decisión de legalidad adoptada sobre la medida y sus consecuencias económicas.

Esto mientras que, en el caso de la individualización, los principales riesgos identificados frente a la implementación están relacionados con:

- i) los efectos retroactivos de la medida;
- ii) que la forma en la forma en que se recauda el saldo de manera individual no se encuentra justificada en la estructura de costos y, al no ser parte de los costos de prestación del servicio, esto se considere como un tributo creado por la regulación;
- iii) la definición de recaudo saldo solo puede estar justificada como un costo del servicio solo si es mantenida dentro de una estructura de costos en un mercado de comercialización;
- iv) discusiones sobre que esto se encuentre limitado a la refacturación del servicio en los términos del artículo 125 de la Ley 142 de 1994.

4.5 Análisis multicriterio de las alternativas

En esta sección se presentan, de manera cualitativa, la evaluación de los principales aspectos que han sido objeto de análisis en este documento, mostrando en color verde las ventajas de la aplicación de determinado criterio en una de las tres alternativas, en color amarillo para denotar que existe alguna dificultad en la aplicación del mismo y en color rojo cuando existen elementos para considerar que es complejo o inconveniente.

Los criterios de comparación de las tres alternativas están relacionados principalmente con el cumplimiento de los objetivos a), b), c) y d) planteados; así como con el riesgo jurídico (objetivo e), la facilidad de implementación, la facilidad de control y vigilancia y el esfuerzo regulatorio en desarrollo de aplicación de cada alternativa:

Cuadro No. 1 Comparación de criterios por alternativa

Criterio / Alternativa	No modificar normatividad	Individualización de saldos	Creación de cargo por mercado
Evita incremento de saldo acumulado	Red	Green	Green
Minimiza valores altos de CU por efecto de cobro de saldos	Red	White	Green
Evita "competencia artificial"	Red	Green	Yellow
Evita alzas excesivas de CU en transición	White	Yellow	Green
Riesgo jurídico	Green	Red	Green
Facilidad de implementación	Green	Red	Green
Facilidad de vigilancia	Green	Red	Green
Esfuerzo regulatorio	Green	Yellow	Yellow

4.5.1 No modificar normatividad

Respecto de la primera alternativa, no modificar normatividad, se observan en rojo los primeros tres criterios debido a que el hecho de continuar con la normatividad vigente sin ningún tipo de modificación contribuye a aumentar los saldos acumulados, con los problemas anunciados para su recuperación como lo son la presencia de altos valores de Costo Unitario y el riesgo de la competencia artificial.

El criterio de alzas excesivas en transición aparece en blanco dado que no aplica este criterio para ser evaluado por cuanto no existe ninguna transición para evaluar en esta alternativa.

Los cuatro últimos criterios aparecen en verde dado que, al estar en vigencia y haber sido objeto de control automático de legalidad por parte del H. Consejo de Estado, se considera que no existen riesgos jurídicos y su implementación y vigilancia ya están siendo efectuados por lo que no hay ningún esfuerzo adicional para ello, de la misma forma como no existe ningún esfuerzo regulatorio para continuar con su aplicación.

4.5.2 Individualización de saldos

Esta alternativa presenta dos criterios favorables, al considerarse que con esta alternativa se cumple con los objetivos correspondientes. El criterio de minimización de valores altos de Costo Unitario se presenta en blanco entendiendo que el cobro de saldos no se hace por medio de la tarifa sino mediante la factura y por tanto no aplica en esta evaluación.

Dado que aquí se considera que no existen transiciones en ningún mercado entre la aplicación de esquemas, no se evitan de ninguna forma las alzas requeridas para cerrar las brechas. La evaluación se realiza en color amarillo dado que es posible que el comercializador inicie una nueva opción tarifaria para amortiguar estas diferencias.

Unos de los principales aspectos a tener en cuenta en esta alternativa es el riesgo jurídico para su aplicación al momento de individualizar la responsabilidad por el pago de un saldo a cada usuario. También aparecen en rojo los criterios de implementación por cuanto es necesaria la individualización de los saldos lo que implica una liquidación de cada uno de los 17 millones de usuarios, lo que puede acarrear una cantidad importante de reclamaciones.

El esfuerzo regulatorio aparece en amarillo porque esta implementación requeriría de modificaciones regulatorias adicionales.

4.5.3 Creación de costo temporal de mercado

Esta alternativa presenta la mayor cantidad de criterios favorables de todas las alternativas, cumpliendo con la mayoría de los objetivos planteados. El criterio de competencia artificial se muestra en amarillo por cuanto, para aquellos mercados en donde es necesario continuar con la opción tarifaria para minimizar la brecha y poder definir el costo de mercado, sería necesario adoptar medidas regulatorias adicionales para evitar dicha competencia artificial, cumpliendo este objetivo de manera parcial.

También aparecen favorables los demás criterios al considerar que esta alternativa no presenta riesgos jurídicos por cuanto el cobro a través de un componente de costo de mercado guarda completa relación de causalidad con la creación del saldo por mercado, es de fácil implementación al aplicar un valor uniforme a todos los usuarios de un mismo

mercado que es de fácil vigilancia, eliminando la casuística presentada en la alternativa anterior.

El criterio de esfuerzo regulatorio está evaluado en amarillo dado que, al igual que en la alternativa anterior, esta requiere de modificaciones adicionales para su implementación.

5 PROPUESTA REGULATORIA

Acorde con los argumentos expuestos, los análisis jurídicos, técnicos y los resultados del análisis multicriterio; se propone implementar la alternativa de creación de costo de mercado, dado que además de permitir el cumplimiento de los objetivos planteados, es la alternativa que presenta menores riesgos y la más sencilla de aplicar y vigilar.

Es de recordar que la implementación de esta alternativa debe estar acompañada de:

- Cambio en la fórmula de costo unitario de prestación del servicio, de que trata la Resolución CREG 119 de 2007, para incluir un valor asociado con el pago del saldo acumulado de la opción tarifaria y reglas para evitar que se presente competencia apalancada en el pago de la opción tarifaria.
- Cambio en la normatividad asociada con la opción tarifaria vigente, Resolución CREG 012 de 2020, para los casos en los que un comercializador decida no acogerse al mutuo acuerdo y se requiera establecer las normas que impidan aprovechar diferencias entre tasas aplicadas en uno u otro esquema, evitar la “competencia artificial” y diferir el impacto de las tarifas de energía eléctrica a los usuarios durante el siguiente año.

En el siguiente apartado se encuentra el soporte jurídico que habilitaría la implementación de la alternativa propuesta.

5.1 Herramientas jurídicas para implementación de la alternativa propuesta

En cuanto a las herramientas jurídicas para llevar a cabo la aplicación de la alternativa de creación de costo de mercado, el recaudo del saldo acumulado implica un ajuste en la fórmula tarifaria del costo unitario de prestación del servicio de la Resolución CREG 119 de 2007.

Para poder llevar a cabo esta decisión la misma debe estar justificada dentro de las causales previstas en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por la ley 2099 de 2021 el cual establece lo siguiente:

*“Ley 142 de 1994. Artículo 126. 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. **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 período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.”

En relación con el alcance de la causal de mutuo acuerdo entre la empresa de servicios públicos domiciliarios y la Comisión, 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 tiene fundamento en razones que ameriten ajustes en las tarifas para garantizar 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 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. Así mismo, la procedencia del mutuo acuerdo entre la Comisión y la empresa se debe fundar en razones que ameriten ajustes en las tarifas para garantizar a las empresas el cumplimiento de los criterios tarifarios definidos en la Ley.

Frente a los eventos expuestos, en el presente caso estos se adecuan a la causal de mutuo acuerdo previsto 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 a que hacen referencia el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 dentro del 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 en la presente propuesta se da una correcta aplicación de los criterios tarifarios en la medida que permite la recuperación de unos valores que se consideran eficientes en el marco del criterio de eficiencia económica, toda vez que dichos valores no incorporan gestiones ineficientes o son resultado de prácticas anticompetitivas o abusivas; reflejan una estructura de costos que permite una adecuada recuperación de los mismos, protegiendo el interés de los usuarios en la medida en que se establecen condiciones para que la prestación sea sostenible en el largo plazo, garantizando la continuidad en las actividades que deben desplegar los comercializadores en el marco del criterio de suficiencia financiera; así como que al ser sufragados por todos los usuarios en cada mercado de comercialización se garantiza 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.

Así mismo, teniendo en cuenta que las gestiones realizadas en aplicación de 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 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 estas mismas razones, es frente a estos agentes con los que se considera se debe llevar a cabo el mutuo acuerdo en la fórmula tarifaria general.

Igualmente, dicho reconocimiento está asociado con los elementos previstos en la Ley 142 de 1994 que deben ser incorporados en las tarifas, como lo son la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo como la demanda por el servicio, lo cual se refleja en el nivel de recuperación de los saldos; así mismo, que dichos costos están dirigidos a garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, sin solución de continuidad y con eficiencia.

De acuerdo con lo anterior, la presente propuesta regulatoria permite dar cumplimiento a los principios constitucionales y legales que rigen la prestación de los servicios públicos

domiciliarios, previstos en el artículo 370 constitucional y en la Ley 142 de 1994 en sus artículos 1 al 13, relacionados entre otros con la prestación continua e ininterrumpida en condiciones de eficiencia, facilitando que los usuarios puedan sufragar la tarifa (i.e. incluido el valor del saldo acumulado) sin incrementos excesivos.

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.

6 ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LO PROPUESTO EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN 701 023 DE 2023.

En este apartado se encuentra el análisis de impactos de lo propuesto en el proyecto de resolución CREG 701 023 de 2023 puesto a consulta pública y se repite en el presente documento solamente para efectos conservar la trazabilidad de eventos dado que, en numerales posteriores de este mismo documento se detallan los cambios introducidos en la resolución definitiva como resultado de los análisis de comentarios recibidos y la evolución del tema.

6.1 Impacto opción no hacer nada

Los impactos de esta alternativa se presentan en dos aristas: i) la primera relacionada con el pico al que puede llegar el costo unitario de prestación del servicio considerando la aplicación de la opción tarifaria según lo establecido en la Resolución CREG 012 de 2020 y ii) el efecto que tiene la “competencia artificial” sobre el mercado responsable de asumir el pago del saldo acumulado.

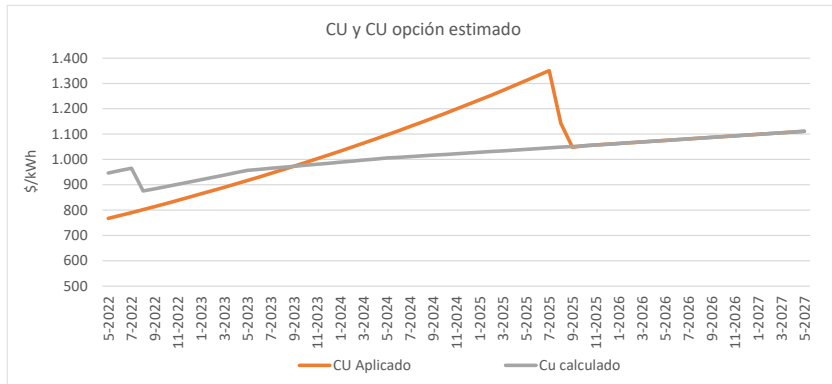
Para ejemplificar esto, se tomaron como referencia dos mercados de comercialización: Air-e y Electrohuila donde, a partir de las tarifas de mayo de 2022 y la energía vendida en cada uno de dichos mercados, se realizaron simulaciones del comportamiento del CU aplicado, sin considerar el efecto de la Resolución CREG 101_031 de 2022, sin considerar la evolución del cargo de generación ni ninguno de los otros componentes y con base en los siguientes supuestos:

- i) porcentaje de variación mensual de 1,5%,
- ii) tasa anual del 7,8%,
- iii) se mantiene el valor de los componentes del CU de mayo de 2022,
- iv) crecimiento estimado del IPP del 1,2% mensual durante el primer año - 15% anual, 0,5% durante el segundo año - 6% anual y 0.3% a partir del tercer año - 4% anual y
- v) para el mercado de Air-e se considera una reducción de 97 \$/kWh en el componente PR a partir de agosto de 2022.

Es de anotar que estas simulaciones solamente pretenden recrear los efectos inicialmente mencionados y, aunque seguramente distan de lo efectivamente ocurrido en el periodo mayo 2022 – junio 2023 para las empresas en comento, no persiguen objetivos adicionales.

En la siguiente gráfica se presenta una estimación del CU calculado y el CU aplicado (con base en la formulación de la opción tarifaria actual y los supuestos anotados anteriormente para el mercado de Air-e:

Gráfica 9 10 Competencia en los mercados por el pago del saldo acumulado - mercado Air-e



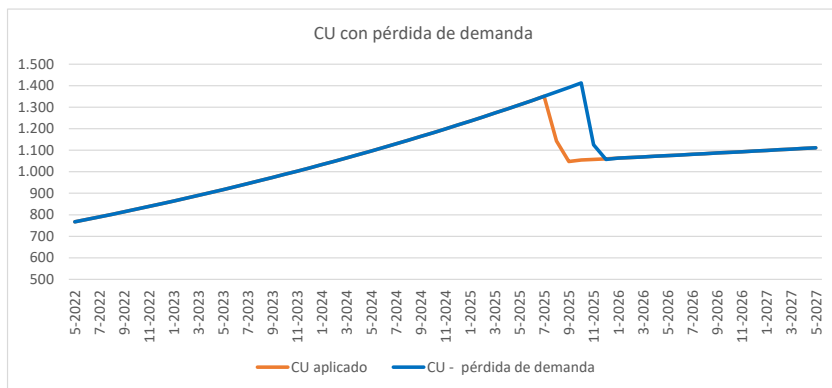
Se observa que, a partir del cruce de las dos curvas, en septiembre de 2023, a los usuarios del comercializador incumbente se les aplicaría un CU mayor al calculado con base en la metodología definida en la Resolución CREG 119 de 2007, llegando incluso a diferencias del orden de 300 \$/kWh (30% del CU calculado), se observa además que, con los supuestos de este ejercicio, se aplicaría un valor adicional asociado al pago de la opción tarifaria por un periodo de cerca de dos años.

Teniendo en cuenta que otros comercializadores podrían ofrecer a los usuarios de ese mercado un CU similar al del CU calculado, durante estos dos años se podría presentar un traslado importante de usuarios a otro comercializador y/o se habilitaría la entrada de tecnologías incluso más costosas por condiciones de competencia desigual.

En el caso que se diera este efecto, el impacto directo sería sobre los usuarios que no cambian de comercializador ya que el saldo acumulado sería pagado por ellos incrementando el periodo de pago y el pico del CU y un impacto indirecto en el comercializador incumbente al afectar el periodo de recuperación del saldo.

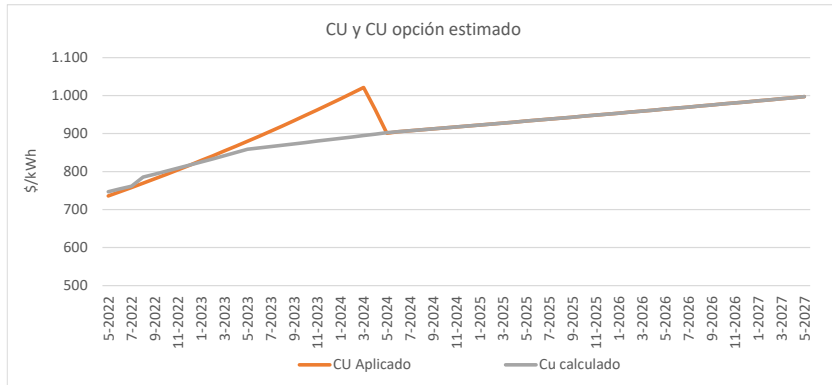
En la gráfica se estima el efecto que podría darse en el CU aplicado a los usuarios que no cambian de comercializador en caso de una pérdida de demanda del 30%, (por cambio de comercializador o uso de otras tecnologías incluso más costosas) en este caso, el pago del saldo se prolongaría por unos meses adicionales y el CU máximo aplicado se incrementaría 62 \$/kWh.

Gráfica 10 Efectos en la senda del CU por pérdida de demanda



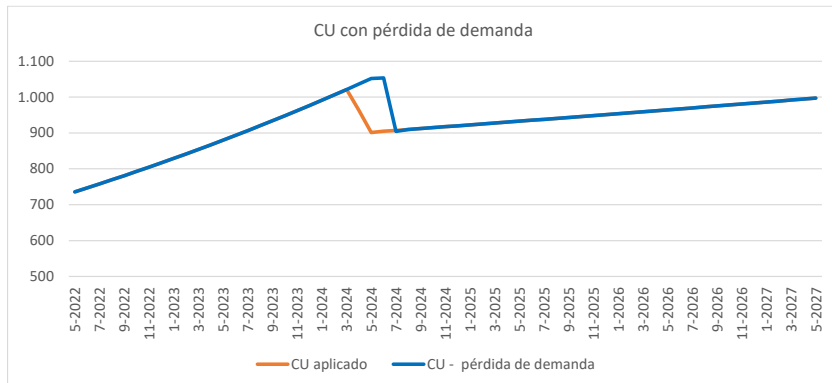
En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta una estimación de la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado para el mercado de la Electricidad del Huila, empleando los supuestos i) a iv) del ejemplo presentado anteriormente, en esta simulación se observa que el periodo durante el cual se podría generar competencia por efectos del pago del saldo acumulado sería de un año con una diferencia máxima del orden de 125 \$/kWh.

Gráfica 11 Competencia en los mercados por el pago del saldo acumulado – mercado Huila



En la siguiente gráfica se estima el efecto que podría darse en el CU aplicado a los usuarios que no cambian de comercializador en caso de una pérdida de demanda del 30%, (por cambio de comercializador o uso de otras tecnologías incluso más costosas) en este caso, el pago del saldo se prolongaría por unos meses adicionales y el CU máximo aplicado se incrementaría en 23 \$/kWh.

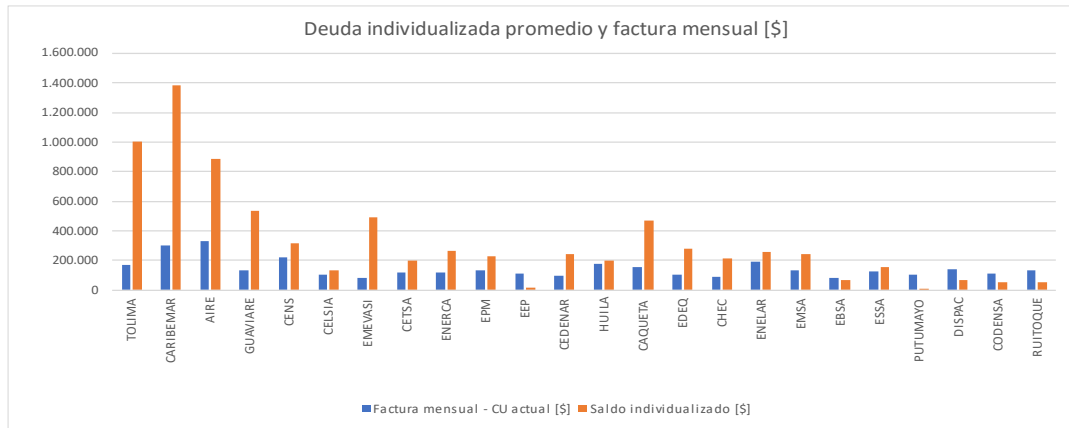
Gráfica 12 Efectos en la senda del CU por pérdida de demanda



6.2 Impacto opción de individualización de saldo

Para este caso, el usuario final enfrenta dos tipos de circunstancias: i) el pago del CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007, lo que significa un aumento sin gradualidad respecto del valor que se cobra actualmente en una opción y ii) el pago del saldo, que se ha calculado por mercado y que se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica 13 Estimación de deuda individualizada y valor de factura promedio mensual a agosto de 2023



En la gráfica anterior, igual a la anterior gráfica 8, se presenta, en promedio, en cada mercado, lo que tendría que asumir cada uno de los usuarios, comparado con la facturación promedio mensual que reciben actualmente.

De esta forma, encontramos que para casos como el del mercado del Tolima, si bien un usuario en promedio paga cerca de \$200.000 pesos (estrato 4 sin subsidios ni contribuciones), en el siguiente mes al de finalización de la opción tarifaria e inicio de la individualización de saldos dicho usuario deberá pagar, además de su factura normal, el cargo individualizado que se estima en un valor alrededor de un millón de pesos.

Así, se observa que existen tres situaciones distintas de mercados: el primero donde la individualización del saldo representa un valor superior a tres facturas normales, el segundo donde el mismo valor se encuentra en valores entre 1 y 2 facturas mensuales y el tercero donde el saldo acumulado representa menos de media factura mensual.

De cualquier forma, en esta opción no se ha previsto la normalización de pago de dicha individualización por lo que sería el agente quien ofrezca, a su discreción, métodos de pago y alternativas de financiación que pueden ser muy disímiles entre los usuarios en un mismo mercado de comercialización.

6.3 Impacto opción de cargo por mercado

En la siguiente tabla se registra, por cada uno de los mercados, el saldo acumulado de nivel de tensión 1 a agosto de 2023 en términos de millones de pesos y de \$/kWh, el CU calculado con base en la resolución CREG 119 de 2007 y la brecha, definida como la diferencia entre el CU calculado y el aplicado.

Adicionalmente se presenta una simulación del cargo de mercado resultante a cobrar a todos los usuarios del mismo, considerando el saldo acumulado en cada mercado de comercialización y, posteriormente, los incrementos que representan tanto el cargo de mercado como el cierre de brecha respecto de cada costo unitario para finalizar con las columnas de incremento del CU y el tiempo durante el cual se efectuaría el cobro del cargo de mercado para el cubrimiento de los saldos acumulados.

Tabla 2 Impacto de la alternativa propuesta en el CU nivel de tensión 1 y duración

Mercado	SA [Millones \$]	CU aplicado [\$/kWh] (A)	Brecha CU [\$/kWh] (B)	Cargo OT inicial [\$/kWh] (C)	Nuevo CU [\$/kWh] (A+B+C)	Incremento Real %	Meses carga OT
PUTUMAYO	56	865	-1	11	876	1%	1
EEP	4.560	872	-28	28	872	0%	5
DISPAC	5.977	865	-21	40	884	2%	12
CODENSA	288.823	810	-5	38	843	4%	12
RUITOQUE	300	863	47	32	942	9%	
CELSIA	105.338	870	-87	67	850	-2%	20
EBSA	52.669	848	-20	29	857	1%	30
EPM	669.416	793	10	48	850	7%	
EMSA	90.325	778	12	46	835	7%	
CENS	138.018	837	16	37	890	6%	50
HUILA	55.888	865	14	30	909	5%	50
ENERCA	40.823	772	7	48	827	7%	
CETSA	16.764	833	-105	35	764	-8%	70
CHEC	135.014	770	85	46	900	17%	
ESSA	149.244	830	60	26	915	10%	
CEDENAR	102.437	881	-20	50	911	3%	80
EDEQ	64.889	804	46	49	899	12%	
CAQUETA	37.749	806	40	52	898	11%	
ENELAR	15.082	827	72	24	923	12%	
AIRE	962.810	935	-48	52	939	0%	100
TOLIMA	354.902	850	-62	94	882	4%	120
EMEVASI	2.686	735	191	82	1.008	37%	
CARIBEMAR	1.438.718	862	46	74	982	14%	
GUAVIARE	13.886	707	40	55	802	13%	
TOTAL	4.746.376						

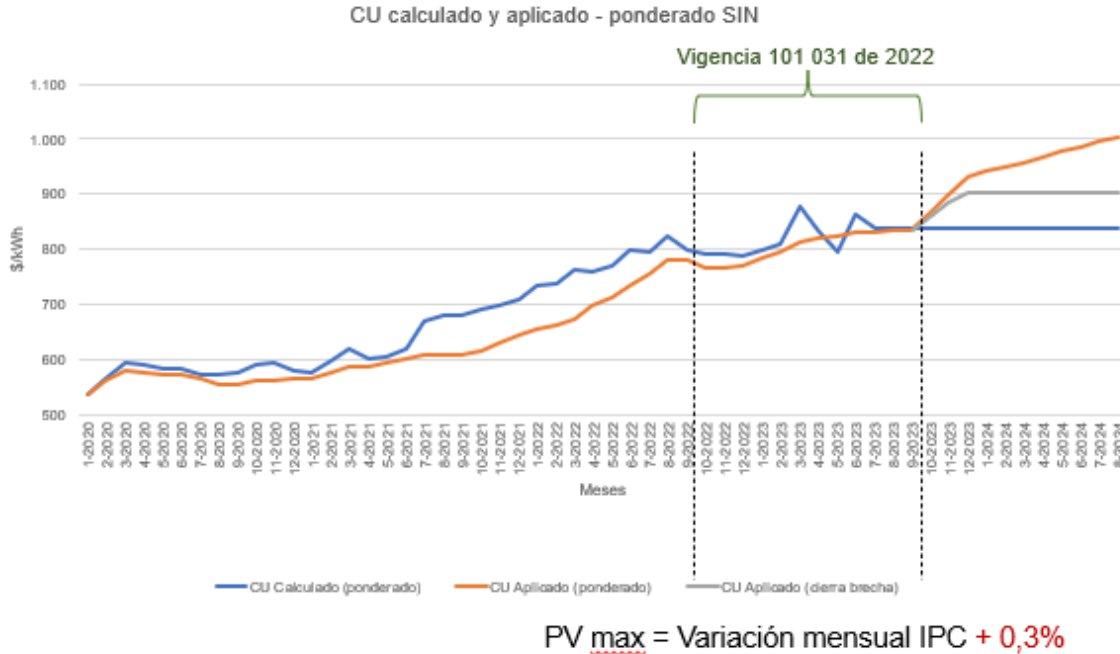
Se pueden diferenciar tres agrupaciones de mercado. El primer grupo, asociado con los mercados donde la suma de los impactos (incremento real) representaría un valor inferior al 6% respecto del CU calculado donde se considera que la solución, tanto al cierre de brecha como al incremento del cargo, podría darse en un solo evento. Esta agrupación de mercados se distingue en la tabla como aquellos cuyos impactos en porcentaje están resaltados en amarillo. Es de anotar que la solución planteada, para algunos mercados puede representar una disminución de tarifas como es el caso de los mercados de Celsia y Cetsa.

El segundo y tercer grupo de mercados, con aumentos superiores al 6% del CU aplicado, donde para alcanzar el cierre de brechas y el incremento por cargo de mercado es necesario continuar con la opción tarifaria actual hasta alcanzar la condición del 6%. En estos casos el periodo de recuperación de los saldos podrá aumentar en la medida que se requerirá continuar acumulando saldos para alcanzar la condición mencionada.

En la gráfica 14 se presenta el comportamiento del CU calculado con base en la resolución CREG 119 de 2007 (ponderado por energía) y el del CU aplicado entre enero de 2020 y agosto de 2023, resaltando la ventana de tiempo en la cual estuvo vigente el crecimiento del CU establecido en la Resolución CREG 101 031 de 2022. En la misma gráfica se encuentra simulado el comportamiento del CU (calculado y aplicado) a partir de septiembre de 2023 y hasta agosto de 2024, suponiendo que todas las variables del CU calculado son iguales a los de agosto de 2023 y simulando solamente un posible comportamiento con

base en la propuesta (línea gris) y otro posible comportamiento (línea naranja) con aumentos del 4% mensual en el CU en los últimos meses del año y de 1% mensual a partir de enero de 2024.

Gráfica 14 Comportamiento CU enero 2020 – agosto 2023 y proyección septiembre 2023 – agosto 2024



En la gráfica se puede observar que la alternativa de “no hacer nada” se puede asociar con la línea naranja a partir de octubre de 2023 donde, considerando que se termina la vigencia de lo establecido en la Resolución CREG 101 031 de 2022 respecto del aumento máximo de la variable PV, se podrían encontrar aumentos del orden del 4% en lo que resta del año, con la posibilidad de continuar en ascenso el próximo año, mientras que con la aplicación de la propuesta realizada (línea gris) se simula el aumento del CU en aquellos mercados que no han alcanzado la condición del 6% pero que a partir del momento en el que todos los comercializadores inicien con el cobro del costo de mercado, las tarifas se estabilizan a partir de enero del 2024, encontrando un mejor control de las mismas.

7 CONSULTA PÚBLICA

En la elaboración de los proyectos de resoluciones a consulta como en las definitivas se tuvieron en cuenta todas las propuestas que habían sido presentadas, anterior a la consulta, por parte de agremiaciones, agentes y terceros interesados, muchas de las cuales fueron objeto de incorporación en la propuesta presentada y otras, como la de diferenciación de saldos por tipos de usuarios, no; dado que se pondría en riesgo la recuperación del saldo.

Respecto de la diferenciación de usuarios para poder aplicar un saldo y porcentaje de variación por tipo de usuario o estrato socioeconómico, es necesario recordar que la solidez jurídica con base en la cual se fundó la propuesta se basa, principalmente, en la validación realizada por el Consejo de Estado al esquema de la Resolución CREG 012 de 2020, en el cual, las únicas subdivisiones de usuarios que se consideran, son por nivel de tensión, sin

hacer ninguna otra diferenciación (por tipo de usuario o estrato) para aplicar condiciones distintas y por tanto, el hecho de realizar diferenciaciones de este tipo podrían asimilarse a la situación de la individualización de saldos, donde se pone en tela de juicio el reconocimiento del saldo por las razones allí expresadas.

Con base en los análisis realizados al respecto, el 14 de septiembre de 2023 se desarrolló una consulta mediante la publicación de los proyectos de resolución CREG 701 023 y 701 023A de 2023 a través los cuales se propuso un esquema para la recuperación de los saldos invocando el mutuo acuerdo de que trata el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 y se propuso una modificación al esquema de opción tarifaria establecido mediante la Resolución CREG 012 de 2020 respectivamente.

Con respecto al plazo de consulta, cinco (5) días hábiles, se precisa que el mismo se definió atendiendo la causal 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 establecía 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 y 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. (...)

Frente a la procedencia de dicha causal, a partir de lo expuesto en la parte motiva de dicho proyecto de resolución, la necesidad y el carácter apremiante de dicha propuesta se daba toda vez que de no contar con una decisión regulatoria vigente a partir del mes de octubre de 2023, no se podría dar cumplimiento a los objetivos relacionados particularmente con minimizar los altos valores (picos) en el CU, así como evitar alzas excesivas inmediatas en el CU aplicado a los usuarios, al darse aplicación nuevamente a la fórmula de recuperación de saldos de la opción tarifaria actual.

No obstante, posterior a la etapa de análisis de comentarios y una vez finalizada la vigencia de la Resolución CREG 101 031 de 2022, los comercializadores efectuaron los incrementos que se presentaron anteriormente, donde se puede observar que algunos de ellos superaron, en uno o dos meses, el índice de inflación acumulado anual.

Respecto de los proyectos de resolución mencionados se recibieron 121 comentarios contenidos en 17 comunicaciones enviadas mediante los radicados que se relacionan a continuación:

Radicado CREG	Enviado por	Radicado CREG	Enviado por
E2023017889	GEB	E2023017808	DISPAC
E2023017879	EMSA	E2023017828	ENEL
E2023017878	ACCE	E2023017834	CAC
E2023017874	CELSIA	E2023017850	BIA ENERGY
E2023017873	VATIA	E2023017852	EPM
E2023017872	AIR-E	E2023017857	EBSA
E2023017867	ACOLGEN	E2023017859	EEP
E2023017865	ASOCODIS	E2023017860	ANDESCO
E2023017801	CEO		

8 ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y MODIFICACIONES REALIZADAS

Los comentarios recibidos a la propuesta planteada en la resolución CREG 701 023 de 2023 fueron objeto de análisis y compilación, cuyos textos se encuentran en los cuadros del Anexo 1.

A partir de lo consignado en dicho Anexo, se considera que se han atendido todas las inquietudes que se han planteado y se han analizado todos los comentarios que enriquecieron el proceso normativo, permitiendo presentar la normatividad de que trata el presente documento.

Así mismo, en la resolución definitiva se identifican cambios respecto de la propuesta regulatoria en los siguientes temas:

- Variación del costo de la opción tarifaria por comercializador a costo de la opción tarifaria por mercado.
- Cambios en la tasa reconocida para incluir otras fuentes de créditos distintas a Findeter.
- Cambio en el porcentaje (condición inicial) para iniciar el cobro de opción tarifaria propuesto.
- Cambio en el método de recuperación de saldos para quienes no cumplan la condición inicial.

A continuación se detallan los cambios mencionados.

Costo de la opción tarifaria único por mercado

De acuerdo con los comentarios presentados por varios de los agentes se podría presentar, en un mismo mercado, que dos comercializadores se acogieran al esquema produciendo dos costos de opción tarifaria distintos lo cual se podría convertir en un elemento que incidiera directamente en la competencia de forma artificial entre los comercializadores que atiendan usuarios en un mercado, ya que los usuarios se verían incentivados a pasarse a comercializadores con COT inferiores o sin COT.

Como resultado del análisis realizado, se cambió la propuesta para incluir que el cobro a todos los usuarios de un mismo mercado se hiciera con base en un COT de mercado, resultante de la ponderación del COT de cada comercializador con base en sus ventas en dicho mercado y, de esta manera, se eliminan los problemas en competencia.

Adicionalmente, por sugerencia de los agentes, se aclaran las reglas para usuarios inmersos en diferentes situaciones:

- Incluir en el cobro a los usuarios nuevos en un mercado de comercialización de manera explícita.
- Incluir en el cobro a los usuarios que cambian de nivel de tensión.
- Incluir en el cobro a los usuarios que pasan del mercado regulado al no regulado y viceversa. (exceptuando a los usuarios no regulados que cambian al mercado regulado como producto de la limitación de suministro al comercializador que lo antedía, entendiendo que el cambio entre mercados no es producto de la voluntad del usuario no regulado).
- Exceptuar del cobro de mercado a usuarios atendidos por un comercializador sin saldos de la opción tarifaria, dado que estos usuarios ya debieron pagar los saldos de opción tarifaria en su respectivo comercializador.

Dado que se entiende que son cálculos que podrían causar inquietudes al interior de los comercializadores, se establece que sea el Comité Asesor de Comercialización, CAC, donde se encuentra la representación de los comercializadores del país, donde salga la propuesta de cálculo del costo de opción tarifaria unificado, así como del método para la liquidación y distribución de recursos.

Las propuestas del CAC deberán ser enviadas a la CREG para revisión y publicación a través de circular para su efectiva aplicación.

Tasa Reconocida por los Saldos de la Opción Tarifaria

Según los comentarios de los agentes, los créditos con la tasa propuesta de $IBR + 2$ puntos solo cubren los préstamos que otorgue Findeter quien ha anunciado recursos disponibles para aproximadamente el 20% del total de los saldos, lo cual ocasiona que los comercializadores deban ir al mercado a buscar financiamiento para el capital restante, con tasas de interés que están por encima de la tasa de la propuesta.

En ese sentido y con el objeto de reconocer las tasas de interés que se aproximen a las que enfrentan los comercializadores para financiar los saldos, pero que representen tasas eficientes para trasladar a los usuarios, se incluye en la tasa de interés por los saldos de la opción tarifaria la ponderación de las tasas de los créditos a los que pueda acceder el comercializador por el saldo de cada uno, manteniendo un límite igual a la tasa a la que se venían reconociendo los saldos de la opción tarifaria de que trata la Resolución CREG 012 de 2020.

Condición para iniciar con el cobro del COT

La propuesta inicial consideraba una condición para que un comercializador pudiese acceder a la finalización de la opción tarifaria e inicio del cobro de la variable COT.

Dicha condición consistía en que la suma de la brecha (diferencia entre el costo unitario de prestación del servicio aplicado y el calculado con base en la resolución CREG 119 de 2007) y la variable COT (costo de opción tarifaria mensual calculado con base en las condiciones iniciales de saldo, tasa y plazo) no podía superar el 6% del costo unitario cobrado, esto con el fin de no trasladar a los usuarios aumentos superiores en las tarifas por este motivo, a la vez que se pudiese viabilizar la finalización de la opción tarifaria y la recuperación de los saldos.

A juicio de varios agentes, dicha condición excluía a algunos de ellos para poder finalizar la opción tarifaria e iniciar el cobro del saldo, dadas las posibles variaciones de tarifas como consecuencia de los costos de generación en el fenómeno del niño.

Es de recordar que el límite del 6% de variación máxima del CU propuesto para iniciar el esquema se realizó con base en el comportamiento de las tarifas a la fecha de consulta (septiembre de 2023).

Al respecto, para la revisión de la condición inicial mencionada en este aparte, además del análisis de los comentarios de los agentes, se revisaron las variaciones en las tarifas aplicadas a los usuarios en los meses de octubre y noviembre de 2023, como se presentan a continuación:

Tabla 3 Costo unitario de nivel de tensión 1 calculado y aplicado entre septiembre y noviembre de 2023.

IERCIALIZADOR	CU Nivel de Tensión 1												
	CU 119/07					CU_OT 012					Brecha		
	Sep 23 \$/kWh	Oct 23 \$/kWh	Nov 23 \$/kWh	Variación Sep -Oct %	Variación Oct-Nov %	Sep 23 \$/kWh	Oct 23 \$/kWh	Nov 23 \$/kWh	Variación Sep -Oct %	Variación Oct-Nov %	Sep 23 \$/kWh	Oct 23 \$/kWh	Nov 23 \$/kWh
CHEC	859	877	888	2,2%	1,2%	775	929	935	19,9%	0,6%	84	-52	-47
AIRE	905	944	941	4,4%	-0,3%	944	1124	1130	19,0%	0,6%	-40	-179	-189
CARTAGO	829	878	884	5,9%	0,7%	824	948	981	15,0%	3,5%	5	-70	-97
ESSA	785	867	883	10,5%	1,8%	835	936	941	12,0%	0,6%	-51	-68	-59
EDEQ	853	859		0,7%		809	899		11,0%		44	-39	
ENELAR	931	925	922	-0,7%	-0,4%	835	926	931	10,8%	0,6%	96	0	-9
EEP	850	874	890	2,9%	1,8%	878	971	906	10,6%	-6,7%	-28	-97	-16
EMEE	846	857		1,3%		789	868		10,0%		56	-11	
CAQUETA	849	876		3,1%		814	895		10,0%		35	-20	
CENS	878	875		-0,4%		843	925		9,8%		35	-50	
EMCALI	787	851		8,1%									
CARIBEMAR	931	934	934	0,2%	0,0%	868	939	995	8,1%	6,0%	63	-5	-61
EPM	831	843	849	1,4%	0,7%	798	843	885	5,6%	5,0%	33	0	-36
TOLIMA	805	876	875	8,9%	-0,2%	879	899	940	2,3%	2,3%	-74	-23	-65
DISPAC	858	849	851	-1,0%	0,2%	874	900	927	3,0%	3,0%	-15	-51	-76
HUILA	885	886	882	0,2%	-0,5%	871	897	978	3,0%	9,0%	14	-11	-96
CEDENAR	863	835		-3,2%		890	917		3,0%		-27	-81	
EMSA	843	833	858	-1,1%	3,0%	783	807	887	3,0%	10,0%	60	27	-29
CODENSA	822	832	827	1,2%	-0,6%	818	838	870	2,5%	3,8%	4	-6	-44
CELSIA	805	875	873	8,8%	-0,2%	879	898	919	2,2%	2,3%	-74	-23	-46
CETSA	742	820	824	10,6%	0,4%	841	860	880	2,2%	2,3%	-100	-40	-56
ENERCA	808	821	849	1,6%	3,3%	778	793	865	2,0%	9,0%	30	28	-16
EBSA	858	890	887	3,7%	-0,3%	857	874	891	2,0%	2,0%	1	16	-5
RUITOQUE	831	874	851	5,1%	-2,6%	872	889	943	2,0%	6,0%	-41	-16	-92
CEO	964	975	976	1,2%	0,0%								
EMEVASI	857	855		-0,3%									
EEBP	847	833	860	-1,6%	3,3%								
PUTUMAYO	885	798	859	-9,8%	7,6%	869	814		-6,3%		16	-16	

Fuente: Elaboración propia con base en datos disponibles en el SUI a la fecha de análisis

Las variaciones de las tarifas a partir de octubre de 2023 se presentaron como efecto de la vigencia de la normatividad establecida en la Resolución CREG 101 031 de 2022 donde el aumento de las tarifas estaba sujeto a la variación del IPC hasta octubre de 2023.

En la anterior tabla se pueden observar varios aspectos:

- Las tarifas de varios mercados tuvieron incrementos superiores al 11% entre septiembre y noviembre, superior al porcentaje de inflación de los últimos doce meses
- Mientras en septiembre menos de la mitad de los mercados presentaban brecha positiva (CU calculado inferior al aplicado), en noviembre la brecha en la mayoría de los mercados ya se había cerrado.
- La mayoría de comercializadores que aumentaron por encima del 10% entre septiembre y octubre, entre octubre y noviembre presentaron aumentos inferiores al 1%.

Entendiendo que estos comportamientos en las tarifas son producto de la necesidad de recuperación de saldos por parte de los prestadores, es necesario encontrar un balance adecuado para que los usuarios no se sigan viendo enfrentados a grandes aumentos tarifarios por este efecto.

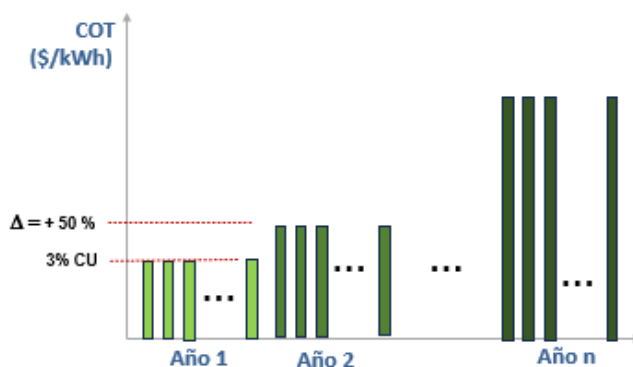
Dadas las condiciones actuales, donde la mayoría de comercializadores del país han cerrado la brecha tarifaria, contrario a lo solicitado por los agentes en sus comentarios, se encuentra necesario disminuir a 3% el límite para el inicio del esquema propuesto.

Cambio en el método para quienes no cumplan la condición inicial

En el proyecto de resolución CREG 701 023 de 2023 se propuso que aquellos comercializadores que no superaran la condición inicial (aumento máximo de 6% que en la resolución definitiva cambia a máximo 3%) no podían iniciar el esquema y estaban sujetos a continuar con la aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020 hasta alcanzar dicha condición de inicio.

Considerando que todos los comercializadores deben tener la opción de iniciar el esquema de pago de la opción tarifaria sin que implique aumentos superiores al 3% en las tarifas del servicio, para aquellos mercados donde no se cumpla la condición mencionada se estableció otro perfil de pagos que considera, para el primer año, el cálculo de la variable COT en función del máximo incremento posible (3% del CU aplicado) pudiendo aumentar dicha recuperación de forma anual, bajo un perfil de pagos de gradiente aritmético que le permita a esos prestadores la recuperación de sus saldos en un máximo de diez (10) años cómo se presenta en la siguiente gráfica:

Gráfica 15 Ejemplo del sistema de pago del saldo - gradiente aritmético anual



De esta manera, los comercializadores que no cumplen con la condición de aumento máximo del 3% del CU pueden entrar al esquema donde el saldo se recupera mediante esta forma de recuperación que considera que entre un año y otro se puede aumentar la variable COT hasta en un 50% respecto del COT del primer año (valor que se conserva constante para los años siguientes) igual al 3% del CU aplicado al momento de acogerse a la opción.

Es así como, de acuerdo con los comentarios de los agentes y a las recientes variaciones en las tarifas, se flexibiliza la condición para iniciar con el recaudo de los saldos, y se incluye una alternativa adicional para los comercializadores que requieran incrementos superiores al 3% en el CU aplicado.

Frente a esto, se considera que estas modificaciones guardan una correspondencia lógica con la propuesta regulatoria desarrollada en el proyecto CREG 701 023 de 2023, al referirse a materias y asuntos allí consultados en el marco de la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007, como son el artículo 2 y el cobro de un COT, costo de la opción tarifaria, único por mercado y no por comercializador; la tasa de interés a reconocer dentro del costo asociado con la recuperación de los saldos de la opción tarifaria del Anexo 3 de la propuesta; así como la condición para iniciar con el cobro del COT del numeral 2 del Anexo 3.

En este sentido, se concluye que existe una relación de conexidad y coherencia temática entre las modificaciones y las demás disposiciones que hacen parte del proyecto regulatorio, en este caso, con respecto a la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores.

Simulación de aplicación

En esta sección se presenta una simulación efectuada con base en la información disponible en la fecha de presentación del tema, para revisar un posible comportamiento de los comercializadores y el posible efecto en las tarifas al usuario final, considerando que los agentes cumplen con la condición de que la suma de la brecha más el costo de opción tarifaria es inferior al 3% del CU aplicado.

La simulación considera que, dado que la tasa cubre los costos financieros de un prestador del servicio y que los problemas de liquidez desaparecen al momento en el que el prestador adquiere del sistema financiero los recursos de los saldos acumulados, se calcula el periodo para la recuperación del saldo de tal forma que se pueda minimizar el impacto en las tarifas

a los usuarios, inclusive disminuyéndolas, permitiendo a su vez tener un “colchón” que permita mitigar posibles variaciones de otros componentes (p.e. aumentos de precios por efectos del fenómeno del niño), encontrando un balance entre el tiempo de recuperación del saldo (respecto del tiempo otorgado por las entidades para el pago de los créditos) y el impacto en tarifas.

Tabla 4 Simulación de costo de opción tarifaria y meses de recuperación del saldo por empresa.

Mercado	SA [Mill. \$]	CU aplicado [\$/kWh] (A)	Brecha CU [\$/kWh] (B)	Cargo OT inicial [\$/kWh] (C)	Nuevo CU [\$/kWh] (A+B+C)	Incremento Real %	Meses cargo OT
CARIBEMAR	1.507.566	995	-61	74	1.008	1%	119
AIRE	987.520	1.130	-189	50	991	-12%	116
CETSA	15.782	880	-56	30	854	-3%	71
CEDENAR	102.564	917	-81	46	881	-4%	80
CAQUETA	38.887	895	-20	45	921	3%	104
CELSIA	99.803	919	-46	60	933	2%	21
CENS	177.550	925	-50	43	918	-1%	50
CHEC	142.817	935	-47	47	935	0%	69
EPM	696.376	885	-36	28	877	-1%	101
EDEQ	67.349	899	-39	49	908	1%	79
HUILA	56.754	978	-96	27	909	-7%	51
EEP	3.694	906	-16	21	911	1%	5
ENELAR	15.082	931	-9	23	945	1%	91
EMSA	85.983	887	-29	40	898	1%	46
ESSA	142.937	941	-59	23	906	-4%	69
EBSA	53.552	891	-5	21	908	2%	107
DISPAC	5.839	927	-76	38	889	-4%	12
CODENSA	295.063	870	-44	35	862	-1%	12
RUITOQUE	302	943	-92	33	884	-6%	12
TOTAL	4.905.098						
PP Nacional		938	- 65	43	916	-2%	70

Fuente: Elaboración propia con base en la información SUI disponible

En el cuadro anterior se observa que el cargo de opción tarifaria inicial (COT) se encuentra en promedio alrededor de \$43/ kWh donde en muchos mercados es posible una disminución importante en tarifas, lo que posiblemente tenga impactos positivos en la cartera, representando un impacto de disminución ponderada nacional del 2%.

Se considera que el anterior escenario cumple con los objetivos de disminuir tarifas y recuperar el saldo en un periodo razonable. No obstante, el ejercicio presentado puede ser mejorado, según los cálculos con mejor información por parte de los agentes, considerando como objetivo principal el disminuir la tarifa al usuario final sin que se aumente en forma importante el tiempo de recuperación del saldo acumulado.

ANEXO 1. MATRIZ COMENTARIOS AGENTES

En esta sección se presentan, de manera resumida, los comentarios recibidos en la Comisión y su respectiva respuesta.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017889_GEB	Incluir regla de cobro de COT cuando un usuario cambia de regulado a no regulado	Se incluye regla.
E2023017889_GEB	Incluir una regla para asegurar que en la próxima metodología del C se incluya la variable COT para su cobro	No es necesario incluir ninguna regla adicional, dado que la metodología deberá recoger los costos a remunerar en cada caso.
E2023017889_GEB	Ante cambio en las condiciones de CU, permitir que el comercializador pueda cambiar el plazo de pago	Se incluye regla para revisión del SAOT.
E2023017889_GEB	En el numeral 2 del artículo 4 existe una restricción de aumento del 106% cuando se considera que es del 6%	Se corrige.
E2023017889_GEB	Permitir que, para algunos agentes, el plazo pueda ser superior a los 120 meses	Dado que es posible ajustar el tiempo de recuperación, ante condiciones de menores costos, se entiende que es posible recuperar el saldo en 120 meses. No obstante, el prestador siempre podrá hacer solicitudes a la CREG cuando, en la ejecución de la propuesta, considere que se requieren mayores plazos.
E2023017889_GEB	Los créditos Findeter sólo alcanzan para el 17% de la deuda. Reconocer la tasa menor entre tasa ponderada con los otros créditos obtenidos y la tasa de la actual 012.	Se incluye en la tasa reconocida para recuperar el saldo de la opción tarifaria.
E2023017889_GEB	Es necesario mantener los precios de bolsa como señal de abundancia o escasez. Habilitar la respuesta de la demanda en la bolsa de energía igual que en el niño pasado (modificar artículos 7 y 10 de la 011 de 2015)	Estas propuestas exceden el alcance del proyecto de resolución, por lo que no es posible incorporar su análisis en el diseño de la norma definitiva.
E2023017889_GEB	Se debe ajustar el artículo 8 de la 011 de 2015 para que la remuneración sea coherente con los recursos de generación. Implementar tarifas diferenciales según rangos de consumo Establecer mercado de restricciones Comercializadores con baja capacidad de pago pueden respaldar con mecanismos flexibles (pignoración de ingresos o activos productivos, cesión de contratos o constitución de esquema centralizado de riesgo de contraparte).	Estas propuestas exceden el objeto y alcance del proyecto de resolución, por lo que no es válido incorporar su análisis en el diseño de la norma definitiva.
E2023017879_EMSA	Se debe aclarar que cuando el cambio de comercializador se da entre el mismo comercializador, pero en diferentes mercados, al igual hay que reconocer el COT	Entendiendo que en un mismo mercado de comercialización un usuario pueda cambiar de Regulado a No Regulado, se introducen condiciones para el reconocimiento del costo de la opción tarifaria en cada caso.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017879_ EMSA	Sin importar el tiempo que la frontera caiga al mercado incumbente para luego ser retomada por otro agente ¿a este le será incluido el COT?	La única excepción en el que un usuario No regulado que cambia al mercado regulado no pague el Costo de Opción Tarifaria es cuando dicho cambio se da por situación de limitación de suministro del comercializador que lo atendía.
E2023017879_ EMSA	La fecha del 14 es muy justa porque hasta ese día se conocen las variables. extender el plazo a la publicación general de tarifas	El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.
E2023017879_ EMSA	Una vez que el comercializador acepte entrar en el mutuo acuerdo, ¿los P.V. se podrán ajustar por nivel de tensión hasta el 3%?	Una vez que un prestador se acoja al mutuo acuerdo, no es necesario calcular un PV, dado que al desaparecer la opción tarifaria y el saldo es remunerado mediante la variable COT, desaparece la variable PV.
E2023017879_ EMSA	Cuando un usuario cambia de comercializador, ¿cómo se asegura el pago del COT y cómo riñe este aseguramiento con lo descrito en los artículos 54 y 56 de la CREG 156 de 2011?	El pago del COT no riñe con dichos artículos porque no se traslada una deuda. El paz y salvo no tiene relación con el costo de la opción tarifaria. El nuevo comercializador debe cobrar el COT y trasladar los recursos a los comercializadores que correspondan
E2023017879_ EMSA	¿los nuevos usuarios en un mercado deben ingresar de manera automática a la opción tarifaria o tiene la opción la empresa o el usuario de no acogerse, con el fin de no seguir acumulando estos saldos en el mercado?	En caso de que la pregunta se encuentre asociada con la aplicación de la opción tarifaria de que trata la Resolución CREG 012 de 2020, en el caso de que un comercializador haya iniciado una opción tarifaria con anterioridad a enero de 2022 y la misma se encuentre vigente, todos los usuarios del mercado atendidos por el usuario, así como los nuevos, son sujetos de la aplicación de la misma opción tarifaria.
E2023017879_ EMSA	¿Cómo se verá reflejado o se contempla en el COT la recuperación del valor monetario de los subsidios?	Tanto los subsidios como las contribuciones se otorgan o aplican en función del costo unitario de prestación del servicio que a su vez integra el COT, es decir, de manera proporcional serán cobrados o aplicados.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017879_ EMSA	¿qué medida o mecanismo de control se tomarán para los clientes que cambien de mercado en un periodo de dos años, toda vez que en el tiempo contemplado para recuperación puede realizar cambio a 5 comercializadores y con cada mercado puede tomarse el tiempo de 120 meses con lo cual generaría una reacción en cadena?	No se entiende de qué manera un usuario en un mercado de comercialización pueda cambiar 5 veces para generar un cobro de 120 meses con cada nuevo comercializador. El cobro del COT en un mercado específico, para aquellos comercializadores que se acojan al mutuo acuerdo y cuando se termine el pago del saldo, se termina la responsabilidad de pago del COT para ese usuario.
E2023017879_ EMSA	¿El valor del COT debe sumarse a los MUNTS?	En caso de que la consulta se refiera a ¿si un usuario que migra a otro nivel de tensión debe pagar COT?, la respuesta es que dicho usuario, independientemente del nivel de tensión al que migre, deberá pagar el COT del nivel de tensión de donde salió y hasta su finalización.
E2023017879_ EMSA	¿cómo se registrará el ingreso transferido por el nuevo comercializador al anterior comercializador?	El registro contable es similar al que se efectúa para registrar costos de otros agentes pero que un comercializador recauda. No obstante, el Comité Asesor de la Comercialización deberá enviar a la CREG una propuesta para la liquidación del costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria en un mercado determinado
E2023017879_ EMSA	¿el plazo estimado para la línea de créditos de Findeter es el mismo definido de 120 meses?	Sí, el plazo se ajusta para que sean iguales.
E2023017879_ EMSA	¿Al plantearse el saldo como un costo asociado con la prestación del servicio, se debe reflejar este concepto en la facturación mensual, bimestral o trimestral emitida a los usuarios o se tomará intrínseco dentro del CU calculado?	El COT es una variable que forma parte del costo de comercialización para el cálculo del Costo Unitario de prestación del servicio correspondiente.
E2023017878_ ACCE	Adicionalmente, proponemos que se amplíe el mecanismo, no sólo para los comercializadores integrados con el distribuidor, sino que aplique para todo Comercializador (integrado o no) que tenga saldos en Opción Tarifaria, sin importar el monto de dichos saldos	En el objeto y alcance de la resolución se puede observar que la misma no restringe su aplicación a ningún agente y por tanto está dirigida a todos los comercializadores minoristas, independientemente de que estén integrados con el Operador de Red o no.
E2023017878_ ACCE	En cuanto a la fórmula de cálculo de la variable, sugerimos que, en la variable de ventas de energía, se incluya también la energía de los clientes que cambian de comercializador cuando el comercializador esté aplicando la opción tarifaria.	Se corrige

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017878_ ACCE	Finalmente, en cuanto a las reglas para la asignación del COT a usuarios ante cambios de comercializador, sugerimos a la Comisión, incluir en la reglamentación las reglas asociadas al pago de la variable COT para los casos en los cuales los usuarios decidan cambiar del mercado regulado al no regulado y precisar cual COT debe aplicarse a los usuarios, para el caso en el cual en un mercado de comercialización exista más de un comercializador aplicando la opción tarifaria y los clientes decidan cambiar de comercializador.	Se incluye
E2023017874_ CELSIA	Con relación a la fórmula de cálculo de la variable $COT_{n,i,j,m}$, vemos necesario que en la variable relacionada con las ventas de energía ($VR_{n,i,j,m}$), se incluya también la energía de los clientes que deciden cambiar de comercializador cuando el comercializador esté aplicando la opción tarifaria.	Se incluye
E2023017874_ CELSIA	Para efectos de asegurar que la variación máxima del CU no supere el 6%, en las siguientes fórmulas se debe tomar como referencia los valores del CU calculado mes m-1. i. $BCU_{n,i,j,m} = CUV_{n,m,i,j} - CU_{v,n,m,i,j}$ ii. $SBC_{n,i,j,m} \leq CU_{v,n,m,i,j} * (1+0,06)$ Respecto a la última fórmula relacionada, se debe eliminar el "1", de manera que se calcule adecuadamente la condición de que el incremento sea del 6% sobre el $CU_{v,n,m,i,j}$ y no del 106%	Se corrige
E2023017874_ CELSIA	Cuando en un mercado de comercialización existan más de un comercializador aplicando la opción tarifaria y los clientes decidan cambiar de comercializador, debe especificarse cual COT debe aplicarle. Además, se aclare el tratamiento que se debe tener sobre los clientes que pasan del mercado regulado al mercado no regulado.	Se incluye un único COT por mercado, producto de la ponderación por las ventas de los COT de cada comercializador en ese mercado. Se aclarará el caso de los clientes que cambian de regulado a No regulado.
E2023017874_ CELSIA	Sugerimos que el valor de la tasa mensual para recuperación, $rOT_{m,i,j}$, se defina como un valor máximo, con el fin de que cada comercializador pueda cobrar un valor inferior si así lo decide.	Se incluye, en el cálculo del $rOT_{m,i,j}$ la posibilidad de cobrar valores inferiores, con un máximo asociado a la tasa mensual que se viene aplicando en la Resolución CREG 012/20.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017873_VATIA	Con relación a la aplicación de un PV en el evento que no se cumpla la condición establecida para dar finalización de la opción tarifaria, correspondiente a una brecha entre Cu calculado y CU aplicado sea inferior o igual al 6% del CU aplicado, se plantea se pueda aplicar un PV superior en virtud que en el corto o mediano plazo se pueda adoptar el mecanismo de recuperación establecido y más aún cuando los comercializadores tendrán incrementos superiores al 3% en la componente de generación a raíz de los altos precios de bolsa	Una vez que un prestador se acoja al mutuo acuerdo, no es necesario calcular un PV, dado que se incluye una alternativa para que el comercializador inicie la recuperación del saldo mediante uno de los dos perfiles de pago disponibles, dependiendo del cumplimiento de la condición del 3%.
E2023017873_VATIA	Se requiere aumentar el límite del 6% dado que el tiempo máximo calculado para la recuperación del saldo sería insuficiente en mercados con saldos altos.	De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho límite. Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.
E2023017873_VATIA	Con el propósito de que la variable COT, no se vea alterada por los movimientos de demanda causados por el cambio de comercializador, es necesario que dicha variable en su denominador incluya la demanda del agente comercializador que haya sido sujeta de financiación, es decir más la demanda que haya migrado hacia otros comercializadores y descontando la nueva demanda que haya ingresado.	Se Incluye
E2023017873_VATIA	Se deben prever situaciones particulares en la aplicación del costo COT, como es el caso de los nuevos usuarios en el SIN, a los cuales, no deberían asignársele el costo de recuperación COT, dado que en periodos anteriores no existían como usuarios.	Se considera que la recuperación del saldo debe realizarse dentro de un mercado de comercialización para todos los usuarios que hacen parte de dicho mercado. Lo anterior se concluye a partir del análisis de los esquemas de implementación y el análisis jurídico incluido en el documento soporte de la propuesta regulatoria.
E2023017873_VATIA	Igual se debe indicar que sucede con los usuarios que provienen de un comercializador que aplica la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020, es decir no se acogió a este alcance regulatorio, en donde el comercializador que lo atendía no le corresponde el cobro del COT, se entiende que a estos usuarios no les aplica el cobro de COT, se sugiere dejar establecido en parágrafo en la resolución definitiva.	Se considera que no es necesaria la anotación por cuanto los usuarios de un mercado en el que ningún prestador se acoja al mutuo acuerdo, seguirán siendo sujetos de la aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020 y en dicho mercado existirán las distorsiones que se presentan actualmente y que se corrigen con el mutuo acuerdo planteado.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017873_VATIA	Se propone modificar la aplicación de la variable AJ por la exigencia financiera que supone esta variable actualmente. Se propone que el factor máximo de referencia cambie de 1.3 a 1.8.	Esta propuesta está fuera del alcance de la resolución. Las medidas regulatorias respecto a los saldos acumulados en Aj son objeto de análisis y proyectos regulatorios adicionales que viene adelantando la Comisión.
E2023017872_AIR-E	Considerando que algunos comercializadores atraviesan situaciones críticas de flujo de caja y liquidez, y asimismo que la tarifa de energía puede estar presentando un crecimiento superior al 30%, respetuosamente se sugiere que el valor del 6% del que trata el Título 2. (Finalización de la opción tarifaria), se incremente al menos al 10%.	De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores no se considera necesario aumentar dicho limite. Adicionalmente, es de anotar que el factor propuesto propende por un aumento moderado a los usuarios o para que no existan picos indeseables.
E2023017872_AIR-E	Respecto a la Certificación que deberá realizar la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD- sobre el saldo acumulado, es importante que se considere que los comercializadores mensualmente y, a más tardar el día 24 de cada mes, envían a través del formato T6, el último valor de Saldo Acumulado derivado de la aplicación de las Resoluciones CREG 012 y 058 de 2020; por lo que, con el fin de dar agilidad al proceso, se podría utilizar el último valor reportado por el comercializador a la SSPD, el cual podrá ser sujeto de certificación.	Esto es competencia de la SSPD y excede el alcance de esta resolución

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017872_AIR-E	<p>Con relación a la fórmula de cálculo de la variable COT es necesario que en la variable relacionada con las ventas de energía VR se considere:</p> <p>a) Incluir la energía de los clientes que deciden cambiar de comercializador cuando el comercializador esté aplicando la opción tarifaria.</p> <p>b) En caso de que los Nuevos Usuarios del comercializador no deban percibir los costos asociados a la variable COT, estas ventas deberán ser descontadas.</p> <p>c) Los usuarios que pasan de un comercializador en aplicación del Proyecto de Resolución a un comercializador que también se encuentra en la misma condición, solo percibirían el valor de la COT del comercializador inicial y no del nuevo comercializador que lo atiende; en este caso, las ventas de dichos usuarios también deberían descontarse.</p> <p>d) Similar al caso anterior, se deben descontar las ventas de los usuarios que llegan de un nivel de tensión diferente y considerar dentro de las ventas del nivel de tensión al cual se le está realizando el cobro de la variable COT.</p>	<p>Se revisa en el siguiente sentido:</p> <p>a) se incluye</p> <p>b) los nuevos usuarios deben pagar el COT del mercado al que ingresan</p> <p>c) se incluye, en el sentido de cobrar un único COT por mercado</p> <p>d) Se incluye</p>
E2023017872_AIR-E	<p>Evaluar la pertinencia de que los agentes que están en la aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020 puedan aplicar un PV superior al 3% cuando estos no cumplan con la condición propuesta en el Proyecto de Resolución, por los crecimientos tarifarios actuales que, como se mencionó, pueden superar el 30% del valor del CU.</p>	<p>De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho límite.</p> <p>Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.</p>
E2023017872_AIR-E	<p>Modificar la fórmula de la condición para la finalización de la opción tarifaria, pues la gramática difiere de lo establecido matemáticamente; adicionalmente, incrementar este valor al 10%, de la siguiente manera: $SBC \leq CU * (0.1)$</p>	<p>Se corrige.</p>
E2023017872_AIR-E	<p>Consideramos necesario que los meses de recuperación del saldo acumulado de la opción tarifaria contenida en la variable pueda ser modificado a lo largo de la aplicación de la resolución, es decir, que pueda ser recalculado el valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria SAOT. Lo anterior permitiría una variación de la tarifa percibida por los usuarios, de manera que una vez finalice la coyuntura de fenómeno de El Niño, los comercializadores que se</p>	<p>Se incluyen procedimientos y condiciones para el cálculo del SAOT.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
	<p>acogieron a lo establecido en la resolución puedan trasladar un menor valor de COT.</p>	
<p>E2023017867 _ACOLGEN</p>	<p>La primera propuesta, la cual hemos denominado Bonos de Alivio Tarifario – BAT, permite al mercado financiar con mayores plazos, mejores tasas y con menor riesgo, los pagos de facturas actuales; la segunda propuesta, consiste en realizar una subasta de excedentes de energía, con participación voluntaria de los agentes para que, de manera centralizada, se asigne una cantidad de energía con precios estables para aquellos agentes con mayores niveles de exposición a bolsa a su demanda regulada. La socialización de estas propuestas con la CREG y otras entidades del Gobierno se ha desarrollado en diferentes espacios; sin embargo, nos encontramos dispuestos a profundizarlas, con el gran objetivo de contribuir a la prestación continua y eficiente del servicio de energía eléctrica.</p>	<p>Estas propuestas deben ser analizadas en desarrollo de los temas de mercado y exceden el alcance del proyecto propuesto.</p>
<p>E2023017867 _ACOLGEN</p>	<p>se establezcan criterios que definan la posibilidad de acceder a un mecanismo alternativo a la propuesta ya planteada; lo anterior, pues el límite del 6% de la variable $SBC_{n,i,j,m}$, contenida en el numeral 2 del anexo 3 de la propuesta, aplica inmediatamente a los comercializadores que actualmente, bajo la Resolución CREG 012 de 2020, están en una fase de recuperación de saldos (CU aplicado mayor que CU 119), mientras que para aquellos que están en fase de financiación, tendrían que seguir aplicando la OT con un PV no mayor al 3%, lo cual podría retrasar la oportunidad de iniciar la aplicación del esquema propuesto para la recuperación de saldos, agravando de esta manera los inconvenientes de caja</p>	<p>De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho límite.</p> <p>Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador que no cumpla la condición inicial del 3% inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017865 _ASOCODIS	Reconsiderar el aumento máximo del 6% dado que varias empresas no alcanzan a iniciar el mutuo acuerdo dado que, por los precios de bolsa que elevan el G, el 6% no alcanzará para cerrar brecha y calcular el COT.	De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho límite. Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador que no cumpla la condición inicial del 3% inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.
E2023017865 _ASOCODIS	Revisar la aplicación de tasas para que se puedan cubrir los costos financieros de los créditos que se obtengan, entendiendo que Findeter no va a cubrir la totalidad de la deuda De otro lado, es preciso aclarar que el momento en que se dará cumplimiento a la tasa que se defina, debe ser a partir de la utilización de los créditos respectivos. La tasa que se reconozca sobre los saldos acumulados de la opción tarifaria corresponda al promedio ponderado de las tasas de los créditos a los que el comercializador pueda acceder con el fin de financiar los saldos acumulados	Se incluye en la tasa para recuperar los saldos de la opción tarifaria como el ponderado de las tasas de los créditos a los que pueda acceder el comercializador, conservando el límite establecido en la resolución CREG 012 de 2020.
E2023017865 _ASOCODIS	Revisar la modificación de la variable Aj que está causando acumulación de saldos importantes	Esta propuesta está fuera del alcance de la resolución. Las medidas regulatorias respecto a los saldos acumulados en Aj son objeto de análisis y proyectos regulatorios adicionales que viene adelantando la Comisión.
E2023017865 _ASOCODIS	el plazo de los 5 días para acogerse al mutuo acuerdo es insuficiente para realizar los análisis. Ampliar	Se amplía el plazo a 10 días
E2023017865 _ASOCODIS	Las reglas para el descreme del mercado deben operar independientemente de que un prestador se acoja o no al mutuo acuerdo o de que se cumplan o no las condiciones para la finalización de la opción tarifaria.	Las reglas que evitan el descreme del mercado están sujetas a que el prestador, en un mercado determinado, se acoja al mutuo acuerdo pues, de lo contrario continuará expuesto a las condiciones vigentes para quienes no se acojan.
E2023017865 _ASOCODIS	considerar también la situación del cambio de usuarios regulados al mercado no regulado.	Se incluye

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017865 _ASOCODIS	En adición, consideramos importante que un comercializador pueda manifestar su intención de acogerse a esta metodología de recuperación de saldos tanto por mercado de comercializador donde atienda usuarios, así como por nivel de tensión sobre el cual esté aplicando la opción tarifaria, esto es, por ejemplo, NT1 Propiedad OR, NT1 Propiedad Cliente, NT1 Propiedad Mixta, NT2, NT3 y NT4.	La seguridad jurídica del cobro del saldo de la opción tarifaria se encuentra fundamentada en el control automático de legalidad del H. Consejo de Estado sobre la resolución CREG 058 de 2020, donde se encuentra la obligación de aplicar la resolución CREG 012 de 2020 que define el saldo por mercado de comercialización, lo que se debe conservar. Por otro lado, el costo de opción tarifaria es independiente del tipo de tarifa que se le aplique al usuario en el nivel de tensión 1 por lo que tampoco se debe hacer ninguna diferenciación del estilo propuesto.
E2023017865 _ASOCODIS	Respecto al cálculo de la variable $[[COT]]_{(n,i,j,m)}$, y considerando lo establecido en los párrafos 4, 5 y 6 del artículo 3 del proyecto de resolución, es necesario que se modifique las ventas que se toman en cuenta para el cálculo de dicha variable; pues, se deben incluir dentro de las mismas, las ventas del nivel de tensión que correspondan a usuarios que i) hayan cambiado de comercializador y ii) hayan migrado a otro nivel de tensión. Asimismo, se debe aclarar en el proyecto de resolución, si a los usuarios nuevos se les debe cobrar el $[[COT]]_{(n,i,j,m)}$. En caso de una respuesta negativa a lo anterior, se debe descontar de las ventas lo correspondiente a estos usuarios.	Se incluye
E2023017865 _ASOCODIS	corregir la condición del 6% para finalizar la opción tarifaria porque aparece como del 106%	Se Corrige
E2023017865 _ASOCODIS	con base en reuniones con FINDETER donde nos han manifestado que para efectos de constituir las garantías para acceder a la línea de crédito, estas deben tener una vigencia igual al plazo del crédito más tres (3) meses, y teniendo en cuenta que el Decreto de la línea de Crédito de FINDETER se está tramitando por un plazo de 10 años, podría darse la situación de que el plazo de recuperación de los saldos de la OT, que son los que servirán de garantía, tengan un plazo menor y finalmente no puedan ser utilizados para acceder a dicha línea de crédito o en su defecto que el plazo de las operaciones de crédito sea menor a los 10 años. Por lo anterior, sugerimos que los meses de recuperación que finalmente se definan sean de ciento veintitrés (123) meses, para el caso que una empresa seleccione el mayor plazo	El plazo para la recuperación de saldos será máximo de 120 meses, en línea con el plazo máximo de los créditos de FINDETER.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017801_ CEO	<p>Incluir dentro del proyecto de resolución los saldos acumulados de AJ como uno de los objetivos de mitigación de riesgos en la prestación del servicio.</p> <p>Incluir en las medidas adoptadas respecto a los saldos de Aj,. flexibilización del porcentaje de activación del factor de ajuste en el componente G y nueva variable para recuperar los saldos.</p>	Esta propuesta está fuera del alcance de la resolución. Las medidas regulatorias respecto a los saldos acumulados en Aj son objeto de análisis y proyectos regulatorios adicionales que viene adelantando la Comisión.
E2023017801_ CEO	Incorporar alternativas de financiación de los saldos derivados del factor de ajuste AJ.	Esta propuesta está fuera del alcance de la resolución. Las medidas regulatorias respecto a los saldos acumulados en Aj son objeto de análisis y proyectos regulatorios adicionales que viene adelantando la Comisión.
E2023017808_ DISPAC S. A. ESP	<p>No es posible aplicar el parágrafo 6 del artículo 3, ya que la información para el cálculo del CU solo se conoce el 14 de cada mes.</p> <p>Todos los comercializadores que se encuentren aplicando una opción tarifaria deberán publicar el COT, a más tardar el día 18 de cada mes en su página web.</p>	El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.
E2023017808_ DISPAC S. A. ESP	<p>Se debe contar con una reglamentación para la aplicación de la variable COT de anterior al traslado.</p> <p>Se debe contar con un formato de reporte y procedimiento de recaudo y traslado de los recursos al agente que le corresponden.</p>	El Comité Asesor de la Comercialización deberá enviar a la CREG una propuesta de liquidación del costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria en un mercado determinado.
E2023017808_ DISPAC S. A. ESP	Se debe aclarar si el cambio de nivel de tensión implica tener que pagar el COT del nuevo nivel de tensión y el COT del anterior nivel de tensión.	Se aclara que el pago del COT corresponde únicamente al del mercado y nivel de tensión al que pertenezca el usuario al momento del mutuo acuerdo.
E2023017808_ DISPAC S. A. ESP	Se debe aclarar el cálculo del numeral 2 del anexo 3 respecto al porcentaje y la sumatoria de la brecha y el COT.	Se corrige
E2023017808_ DISPAC S. A. ESP	<p>La información para el cierre de la OT del numeral 3 del anexo 3 se ha venido reportando a la SSPD.</p> <p>Incluir que la información de los saldos acumulados puede ser solicitada y consultada a la SSPD por los comercializadores</p>	El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017828_ ENEL	<p>Es necesario recuperar la totalidad del saldo a cierre de la opción tarifaria.</p> <p>Plantear dentro de la fórmula un mecanismo que permita incluir y recuperar los saldos que no han sido calculados en la fecha de finalización de la opción.</p>	<p>Se incluyen oportunidades de revisión de cumplimiento de pago del saldo, lo que se podrá incluir en la liquidación que corresponda y sustentado a la SSPD en caso de que dicha entidad así lo considere.</p>
E2023017828_ ENEL	<p>No es posible contar con toda la información para cálculo del CU el día 14</p>	<p>El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.</p>
E2023017828_ ENEL	<p>Durante un mismo mes calendario se pueden tener consumos facturados con diferentes CU, se entiende que, para determinar el saldo acumulado de la opción tarifaria de un mes determinado, debe calcularse de manera independiente el saldo correspondiente a cada segmento de consumo y, posteriormente, agregar los saldos de cada segmento del mes.</p> <p>Una vez se cumplan las condiciones para finalizar la aplicación de la opción tarifaria, planteadas en el numeral 2 del anexo 3, se permita a los agentes comercializadores calcular el saldo acumulado por mínimo tres meses más, para posteriormente llevarlo a tarifa a través de la variable COT_{n,i,j,m} o un delta asociado a esta variable.</p>	<p>Se incluyen oportunidades de revisión de cumplimiento de pago del saldo, lo que se podrá incluir en la liquidación que corresponda y sustentado a la SSPD en caso de que dicha entidad así lo considere.</p>
E2023017828_ ENEL	<p>Recuperación de saldos ocasionados por los distintos CU, calculados en virtud de criterios como la propiedad de los activos y/o franja horaria, que son calculados y aplicados a los usuarios, generando saldos y tiempos estimados de recuperación distintos.</p> <p>Considerar un cargo de recuperación no solo por nivel de tensión sino además que contemple la discriminación por propiedad de los activos, en el caso de nivel de tensión 1, y las distintas franjas horarias trasladadas a los usuarios.</p>	<p>El COT es calculado por nivel de tensión, no se consideran discriminaciones diferentes.</p>
E2023017828_ ENEL	<p>No se conocen las condiciones definitivas de la línea de crédito Findeter. Adicionalmente, el monto de 1 billón de pesos asignado para la línea de crédito solo alcanza para cubrir el 20% de los saldos acumulados a nivel nacional.</p> <p>Aplicar el promedio ponderado de las tasas de los créditos de cada agente, relacionados con el apalancamiento de capital de trabajo para soportar el déficit por el saldo de la opción</p>	<p>Se incluye en la tasa para recuperar los saldos de la opción tarifaria como el ponderado de las tasas de los créditos a los que pueda acceder el comercializador, conservando el límite superior establecido en la resolución CREG 012 de 2020.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017828_ ENEL	<p>Establecer un plazo máximo para la expedición de dicho documento y se indique el procedimiento a seguir en el caso de presentarse diferencias.</p> <p>Es importante que ésta contenga explícitamente el valor del saldo acumulado para su reconocimiento y aplicación.</p>	Se aclara que la expedición de dicho certificado es competencia de la SSPD.
E2023017828_ ENEL	Confirmar si la variable, ma, se debe calcular por una única vez, en el mes en que se dará inicio al traslado en tarifa de la variable COT.	Se incluye regla para realizar ajustes al SAOT siempre considerando que ni la variable COT ni el plazo inicial aumenten respecto de los inicialmente calculados.
E2023017828_ ENEL	Incluir los lineamientos dados en los casos en que un usuario cambie de comercializador y/o nivel tensión, para los casos en los que el usuario cambia del mercado regulado al no regulado	Se Incluye
E2023017828_ ENEL	Aclarar si el usuario que cambia de comercializador deberá pagar también el costo definido en la variable COT del nuevo comercializador	Se aclara que el pago del COT corresponde únicamente al del mercado y nivel de tensión al que pertenezca el usuario al momento del mutuo acuerdo.
E2023017828_ ENEL	Resulta esencial que se garantice que ante eventuales cambios en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización, la variable de recuperación de saldos, COT _{n,i,j,m} , no se vea modificada, hasta que en efecto el agente recupere la totalidad del saldo acumulado.	Se aclara que la metodología de remuneración de la comercialización a usuarios regulados contenida en la RES CREG 180 de 2014, deberá recoger los costos a remunerar en cada caso.
E2023017828_ ENEL	Encontramos una inconsistencia en la formulación asociada a la finalización de la aplicación de la opción tarifaria, ya que entendemos que se requiere verificar que la variable SBC _{n,i,j,m} sea igual o menor al 6% del último costo unitario de prestación del servicio publicado, para lo cual es necesario indicar en la fórmula el subíndice m-1 a la variable CU y adicionalmente el factor es 0.06, en lugar de (1+0.06).	Se Corrige
E2023017834_ CAC	Sugerimos que la resolución definitiva se expida, y se publique en la página web de la Comisión, antes del 14 de octubre de 2023, teniendo en cuenta que la mayoría de los comercializadores publican sus tarifas en fechas cercanas al día 16 de cada mes	Se aclara las reglas de aplicación del mutuo acuerdo.
E2023017834_ CAC	Existen comercializadores independientes que también están aplicando esta medida	Se incluye procedimiento para calcular un COT de mercado que incluye los COT de todos los comercializadores en un mismo mercado y que se acojan a la medida.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017834_CAC	<p>Hay empresas que requieren aplicar incrementos tarifarios superiores al 3% durante algunos meses, para poder acceder al esquema que propone la Comisión.</p> <p>Contemplar que para dichas empresas la Comisión limite el periodo de aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020, y una vez se venza ese plazo inicie la etapa de recuperación de saldos conforme al esquema propuesto en la Resolución CREG 701_023 de 2013</p>	<p>De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho limite.</p> <p>Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador que no cumpla la condición inicial del 3% inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.</p>
E2023017834_CAC	<p>Hay empresas que requieren mayor flexibilidad en el parámetro ma con el fin de gestionar una recuperación de saldos más acorde con la evolución de las ventas en sus mercados.</p>	<p>Según los ajustes, esta variable se podrá actualizar cada cierto tiempo (en función del saldo acumulado y su recuperación) siempre considerando que ni la variable COT ni el plazo inicial aumenten respecto de los inicialmente calculados.</p>
E2023017834_CAC	<p>Sugerimos que el valor de la tasa mensual para recuperación, $rOT_{m,i,j}$, tenga en cuenta las tasas de los créditos con que cada empresa apalanca su capital de trabajo para soportar el déficit por el saldo de la opción. Así mismo, respecto al valor resultante, sugerimos incluir que los comercializadores puedan aplicar un valor inferior si así lo deciden</p>	<p>Se incluye en la tasa para recuperar los saldos de la opción tarifaria como el ponderado de las tasas de los créditos a los que pueda acceder el comercializador, conservando el límite superior establecido en la resolución CREG 012 de 2020.</p>
E2023017834_CAC	<p>Sugerimos que la adopción de la fórmula contemplada en la resolución definitiva, permita ser aplicada por los comercializadores por nivel de tensión, de manera que sea posible aplicarla de manera diferencial, sin la obligación de aplicarla a todos los niveles de tensión.</p>	<p>Una vez que el prestador se acoge al mutuo acuerdo, la resolución aplica para todo el mercado donde efectivamente se diferencia la aplicación por nivel de tensión</p>
E2023017834_CAC	<p>Con el fin de evitar una referencia circular en el cálculo de las variables, entendemos que el subíndice de mes para la variable $CU_{vn,m,i,j}$ debería ser m-1 y no m en la fórmula</p>	<p>Se corrige</p>
E2023017834_CAC	<p>La variable $CU_{vn,m,i,j}$ se está multiplicando por 1,06. Dado que en el texto se indica que "cuando la variable $SBC_{n,i,j,m}$ sea igual o menor al 6% del último costo unitario de prestación del servicio publicado (...)", entendemos es que el $CU_{vn,m-1,i,j}$ se debería multiplicar por 0,06.</p>	<p>Se corrige</p>
E2023017834_CAC	<p>No incluye el artículo de vigencias y derogaciones, por lo que sugerimos que se indique de manera expresa, que se conservará el reconocimiento del $COT_{n,i,j,m}$ en caso de modificaciones de fórmula tarifaria</p>	<p>Se aclara que la metodología de remuneración de la comercialización a usuarios regulados contenida en la RES CREG 180 de 2014, deberá recoger los costos a remunerar en cada caso.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>En primer lugar, solicitamos a la CREG que considere remitir el proyecto de resolución ante la SIC para que emita su concepto previo en el marco del procedimiento de abogacía de la competencia. Para los agentes del mercado que no aplicaron opción tarifaria y aquellos nuevos competidores potenciales es de suma relevancia que la medida de recuperación de saldos acumulados planteada por la CREG no tenga ninguna incidencia en la libre competencia, más aún considerando que los agentes que han aplicado OT son los competidores con mayor poder de mercado.</p> <p>De forma preliminar hemos evidenciado que el proyecto de resolución se debe someter a abogacía de la competencia, por lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Posible restricción a la libre competencia respecto de competidores existentes al momento de expedición de la Resolución. Al no permitir a las empresas libremente recuperar sus SA de acuerdo con su estrategia de mercado y competitividad, habría desigualdad en los incrementos de todos los mercados, haciendo que algunos puedan recuperar en cuestión de meses, mientras que otros podrían durar años en recuperar. ● Posible restricción a la libre competencia respecto de competidores potenciales. El mercado de energía tiene un crecimiento exponencial de competidores que atraen a los usuarios que prefieren soluciones tecnológicas antes que mantener el servicio con el comercializador incumbente. Si un potencial competidor quiere ingresar a un mercado de comercialización, sin la medida propuesta por la Resolución, únicamente debe tener capacidad financiera, operativa y administrativa para llevar a cabo las actividades de facturación y recaudo propias. Con la medida propuesta por la Resolución, los costos de prestación aumentan al tener que incluir en su capacidad financiera, operativa y administrativa el recaudo de un componente que será trasladado a otro comercializador que recibe una remuneración por el recaudo, sin que en la práctica lleve a cabo el recaudo a todos sus usuarios. <p>Por lo anterior, es trascendental conocer la opinión de la autoridad única de competencia del país. Adicionalmente, es necesario evitar vicios de procedimiento en la norma que impliquen una declaratoria de nulidad posterior. Como se mencionó al inicio de la</p>	

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
	<p>comunicación, entendemos la importancia de la medida propuesta y sería un esfuerzo que no tendría el resultado esperado en caso de que se ponga en entredicho la legalidad de la norma por no haber agotado la abogacía de la competencia.</p>	
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>Consideramos necesario que la regulación a cargo de la CREG tenga cohesión con la política pública a cargo del Ministerio de Minas y Energía. Por lo anterior, es importante que en las consideraciones sea incluido el Decreto 929 de 2023 en el cual se dan lineamientos de justicia tarifaria y se estableció techo a las Opciones Tarifarias ("OT"). Como consecuencia, el proyecto de resolución no debería cerrar la posibilidad de que los comercializadores que nunca han aplicado OT o aquellos nuevos agentes en el mercado puedan volver a retomar libremente lo indicado en la Resolución CREG 012 de 2020, esto es, que se permita a las empresas incluir un Porcentaje de Variación PV acorde con su estrategia empresarial de manera que se permita un incremento una única vez de \$X/kWh para poder lograr recuperación de saldos, antes de cambiar la metodología de cálculo del Cu o de alguna de sus componentes.</p> <p>Incluir en la parte considerativa la política de justicia tarifaria y, como consecuencia de lo anterior, incluir en la parte resolutive la posibilidad de que los agentes puedan volver a aplicar la Resolución CREG 012 de 2020.</p>	<p>Esta resolución no limita la aplicación de la 012 de 2020.</p> <p>Independientemente de que un agente se acoja a lo establecido en esta resolución o no, podrá aplicar la resolución CREG 012 de 2020 posteriormente a la vigencia de la resolución de mutuo acuerdo.</p> <p>Adicionalmente, con el objetivo de que los comercializadores que no se acojan al mutuo acuerdo puedan continuar aplicando la Resolución 012 de 2020 se establece un porcentaje de variación máxima de 0,9*IPC para que los usuarios mantengan una tarifa más estable durante los 12 meses siguientes.</p>
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>Debe tenerse en cuenta por la CREG que la mayoría de comercializadores minoristas no integrados y algunos comercializadores</p>	<p>Se aclara que los usuarios de comercializadores que ya recuperaron el saldo de la opción tarifaria no son</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
	<p>incumbentes lograron la recuperación de saldos de forma exitosa, una vez se permitió estratégicamente mover el PV, equilibrando entre los incrementos a los usuarios y la necesidad de flujo de caja.</p> <p>Adicionalmente, se observa que de no acogerse el comentario y mantenerse como única alternativa de recuperación de saldos la prevista en la Resolución CREG 701 023 de 2023 se estaría obligando a los comercializadores puros a realizar un cobro nuevamente, para recuperar saldos de incumbentes, que lamentablemente por sus condiciones propias tuvieron un retraso en esa recuperación.</p>	<p>objeto del mutuo acuerdo y tampoco deben asumir el costo del COT.</p>
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>Se solicita a la CREG aclarar a partir de cuándo será vinculante para los demás agentes el recaudo del COT de los comercializadores que se acogan a la medida de recuperación de saldos. En particular, se solicita esclarecer si la facturación y recaudo del COT será ¿A partir de que el comercializador que aplicó OT informe a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios que se acoge a la medida? o ¿a partir de la publicación que realiza la CREG de la lista de agentes que se acogieron?</p> <p>Se propone que el cálculo, publicación y el cobro del COT por parte de todos los comercializadores involucrados se inicie, como mínimo, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la publicación de la lista de agentes que se acogen a la medida por parte de la CREG. Lo anterior es necesario para ajustar los sistemas tarifarios de todos los comercializadores para adoptar el COT. Adicional, se solicita tener en cuenta que un comercializador independiente tendría que ajustar la fórmula para cada mercado de comercialización donde atiende usuarios, por lo que se podría revisar una regla especial de cobro en este caso.</p>	<p>El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.</p>
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>La política de mejora regulatoria sugiere que cuando hay una intervención del regulador, es ideal abarcar todos o la mayoría de los escenarios posibles y señalar reglas claras evitando la dispersión normativa y faltas de interpretación. Por esta razón, vemos sumamente necesario indicar que el proyecto normativo no está teniendo en cuenta los siguientes escenarios que se pueden presentar: (i) Cuando un usuario inicia el proceso de cambio de comercializador y en el marco del proceso se evidencia que el usuario no puede ser inscrito ante el administrador del mercado por razones técnicas o es inscrito pero, por razones técnicas su frontera</p>	<p>Los comercializadores deberán enviar listado de los usuarios que ya pagaron saldos acumulados por aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020 para que no se les cobre nuevamente</p> <p>Sobre el caso planteado en (i) se comenta que existe una excepción en el caso de que el usuario No regulado cambie al mercado regulado, por obligación a causa de limitación de suministro dirigida al comercializador que lo antedía en el mercado No Regulado. Los casos restantes deberán considerar el cobro del COT</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
	<p>comercial es reportada en falla, dicho usuario deberá ingresar al mercado de comercialización del comercializador integrado con el operador de red. Esta situación generaría que el usuario deba pagar una deuda que ya había sido saldado, existiendo un detrimento patrimonial injustificado que se cargaría a dicho usuario; (ii) nos preguntamos ¿qué pasa cuando un cliente no regulado pasa al mercado regulado con un incumbente con COT? Si el usuario pasa al mercado no regulado y, posteriormente, vuelve al mercado regulado dicho cliente va a tener que pagar una deuda que nunca asumió y nunca representó un menor valor en su factura de energía pues nunca hizo parte de la OT. Este escenario podría ser muy frecuente toda vez que, debido a la escasez de energía, muchos usuarios que podrían ser atendidos como usuarios no regulados no encuentran oferta en el mercado como usuarios no regulados, por lo que deben pasarse al mercado regulado asumiendo un saldo del que nunca fue partícipe. (iii) Así mismo, si un usuario regulado pasa al mercado no regulado, este debería asumir la deuda COT? Solicitamos aclarar.</p> <p>Se sugiere que la Resolución contemple que, en los casos señalados en el presente comentario, los usuarios no deberán asumir el COT en ningún caso, ni siquiera cuando decidan libremente cambiar de comercializador.</p>	<p>del mercado que corresponda y, una vez que regrese al mercado no regulado, deberá seguirlo pagando hasta su terminación.</p> <p>Respecto al caso (ii) en el caso en el que un no regulado se integre por voluntad propia al mercado regulado, éste deberá enfrentar los costos de dicho mercado, es decir, incluyendo el COT correspondiente.</p> <p>Sobre el caso en el que un usuario regulado pasa al mercado no regulado, éste deberá seguir pagando el COT.</p>
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>Se entiende que, si el comercializador no atiende usuarios en el mes anterior, se debe publicar la c del operador de red hasta que ingrese el usuario. Lo anterior tiene un inconveniente y es que si por alguna razón técnica particular, se dejan de tener usuarios se debería hacer una publicación de tarifa con un cargo equivalente al OR, incrementando los costos que se transfieren a los usuarios una vez haya sido registrado.</p> <p>Se sugiere que se flexibilice un poco y se pueda permitir que se traslade el último valor de C publicado siempre que no se superen 3 meses.</p>	<p>No es clara la "razón técnica particular" ni la situación presentada, además porque parece que está relacionado con la aplicación de la metodología de comercialización que está fuera del alcance de esta resolución.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>Consideramos que el nuevo comercializador no debería ser el encargado de realizar el recaudo. Esto porque la relación obligacional surgida de la OT existe únicamente respecto del comercializador que aplicó la OT y el usuario, por lo que no se entiende cuál es el fundamento legal para que se cargue con una nueva obligación, via acto administrativo general, a un agente que no participó en la acumulación de saldos.</p> <p>Ahora, si en todo caso, la medida es aplicable a los nuevos comercializadores es necesario que quede claro que el nuevo comercializador no va a asumir el 4x1000, pues esto último se presenta cuando el comercializador recibe usuarios nuevos que traen consigo el COT de otro comercializador. El recaudo de este dinero genera un costo transaccional adicional del 4x1000 para el nuevo comercializador del usuario, el cual está establecido en artículo 214 de la Ley 1819 de 2016, perjudicando de forma financiera a la nueva empresa prestadora del servicio.</p> <p>Se sugiere eliminar la obligación del nuevo comercializador de realizar el recaudo del COT que remunera costos únicamente del anterior comercializador. En caso de que no se atienda la propuesta, se debe incluir en el proyecto normativo que los costos transaccionales por el recaudo de los saldos acumulados, como lo es el gravamen a los movimientos financieros, no será asumido por el nuevo comercializador sino por el agente que se beneficie del recaudo del COT.</p>	<p>El fundamento legal está basado en el reconocimiento del saldo a cargo de un mercado de comercialización sin importar el comercializador que atiende a un usuario en dicho mercado.</p> <p>No obstante, se excluyen los costos transaccionales de los traslados a efectuar.</p>
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>No se debe olvidar la realidad de los sistemas de liquidación y facturación implementados actualmente en todas las empresas. Hemos evidenciado que si se publica el valor del COT el día 14, se interpreta que se podrá publicar este concepto hasta las 11:59 p.m. de dicho día. Esto puede afectar el proceso de publicación de tarifa usual que tiene el nuevo comercializador.</p> <p>Adicionalmente, es sumamente fundamental centralizar la información de los COT a cobrar en un único servidor o una única fuente de información. Esto se requiere para que los usuarios puedan conocer de forma transparente y sencilla cuál es el COT que se le está aplicando.</p> <p>Se propone que la publicación se realice en el día 12. Adicionalmente, se propone que cada comercializador que calcule el COT publique el valor que deberá cobrar dicho</p>	<p>El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
	<p>comercializador o cualquier otro comercializador que atienda a un usuario que provenga de su mercado de comercialización, en una única fuente de información. Se propone que se publique el valor del COT en la página web de XM como administrador del sistema de intercambios comerciales.</p>	
<p>E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.</p>	<p>Solicitamos aclarar qué se entiende por clientes potenciales. Podría suceder que exista más de una interpretación que genere falta de seguridad jurídica y escenarios de incumplimiento de la norma. Por ejemplo, se puede interpretar que un cliente potencial es aquel cuya frontera comercial sea registrada ante el administrador del mercado de energía con posterioridad a la vigencia de la medida de recuperación de saldos.</p> <p>Se sugiere incorporar un artículo con la definición de "usuarios potenciales" en donde la CREG señale con claridad que se trata de usuarios que al ser registrados ante el administrador del mercado de energía culminan el proceso de cambio de comercializador, con posterioridad a la fecha en que se debe realizar el primer cobro del COT para dicho usuario conforme a los ciclos de facturación de cada compañía.</p>	<p>Los usuarios potenciales a que se refiere esta resolución obedecen a los mismos de que trata la Resolución CREG 225 de 1997.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017850_ Bia Energy S.A.S. E.S.P.	<p>Es necesario aclarar si el COT será un valor fijo para todos los meses en que sea cobrado o se trata de un valor variable. De la redacción de la norma se entiende que es un costo fijo. Sin embargo, considerando que este valor incorpora una tasa de interés que es variable de conformidad con las condiciones de mercado, no es claro si se trata de un valor fijo o es un valor que cada mes podrá ser diferente.</p> <p>Adicionalmente, entendemos que el COT depende del SAOT y VR que son las ventas totales. Esto implica que, si un comercializador pierde demanda el COT va a tener un valor más alto y adicional, a pesar de que ya es más alto para los usuarios de ese comercializador se le dirá al nuevo comercializador que aplique el COT que es más alto. Por lo anterior, también podría interpretarse que el COT sería un valor variable.</p> <p>En caso de que el COT sea un valor variable mes a mes, esto sería un desincentivo al cambio de comercializador porque entre más grande sea el comercializador más barato va a ser el COT. Si el COT se calculara una única vez sería más transparente.</p> <p>Es necesario aclarar que el COT es un valor fijo y adecuar toda la redacción de la resolución en ese sentido.</p>	<p>Se aclara que el COT es variable, toda vez que depende de la tasa de interés aplicada y las ventas en el mercado de comercialización.</p> <p>No obstante, el COT estará definido por mercado, independientemente del comercializador que atienda al nuevo usuario.</p> <p>Así no existe ningún desincentivo al cambio de comercializador por cuanto el COT no es parte del esquema competitivo.</p>
E2023017852_ EPM	<p>Modificar el límite del 6% como condición de inicio de la recuperación de saldos, variable SBC. Nuestra sugerencia es que se aumente dicho límite al 8% e incluso, que se establezca dicho límite como un rango, en función de los saldos acumulados por cada empresa, de tal suerte que aquellas empresas con mayores saldos se les permita un porcentaje mayor y viceversa.</p>	<p>De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho límite.</p> <p>Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador que no cumpla con la condición del 3% inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.</p>
E2023017852_ EPM	<p>Disminuir el Plazo máximo de recuperación. Nuestra propuesta es pasarlo de 120 meses a 84 meses como máximo, lo cual evidentemente sería fundamental para las empresas con saldos elevados porque no solamente recuperarían en un plazo menor, sino que podrían comenzar a recuperar saldos más rápido, siempre y cuando se flexibilice el límite del punto anterior.</p>	<p>Las empresas pueden recuperar su saldo en menor tiempo que los 120 siempre y cuando se cumplan con los requisitos de aumento del CU.</p> <p>Con un plazo de hasta 120 meses se busca permitir que los aumentos en la tarifa no sean tan altos.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017852_ EPM	Establecer la posibilidad de que durante el período de recuperación definido se pueda revisar como mínimo dos veces el Plazo de recuperación (ma) en función de la situación de mercado, regulatoria y macroeconómica, de tal manera que, si las condiciones lo permiten y a solicitud de las empresas, se pueda disminuir el Plazo de recuperación.	Se incluye en la resolución definitiva
E2023017852_ EPM	Igualmente, y como complemento, si ante la posibilidad de que una empresa aun acogándose a la medida no pueda comenzar la aplicación del COT, vemos prudente aumentar el rango propuesto del PV del 3% al 4%, de tal forma que se minimice el período de tiempo en el cual las empresas que se acojan a la propuesta puedan iniciar la aplicación la recuperación de los saldos y puedan enfrentar de mejor manera la situación coyuntural del Fenómeno de El Niño.	De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho limite. Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador que no cumpla con la condición del 3% inicie la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.
E2023017857_ EBSA	Se debe precisar si el acogimiento a este mecanismo debe realizarse por Nivel de Tensión. Modificar el Artículo 1, así: "...Los comercializadores tendrán un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución para informar a la CREG, con copia a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, la decisión de acogerse a las medidas incorporadas en la presente resolución por Nivel de Tensión..."	Se aclara que el mutuo acuerdo se realiza de manera general por prestador del servicio sin que se pueda elegir en cuales niveles de tensión se acoge y en cuáles no. No obstante, el COT sí se calcula por nivel de tensión.
E2023017857_ EBSA	Se requiere explícitamente una certificación del valor del saldo acumulado del Comercializador a la fecha de finalización de la opción tarifaria. Modificar el Numeral 3 del Artículo 4, así: ...La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, deberá certificar el valor del saldo acumulado, y que este corresponde a la aplicación correcta de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020 y aplicada según lo establecido en la Resolución CREG 058 de 2020..."	El saldo podrá ser objeto de revisión, para ajuste de precisiones, en los eventos de revisión de liquidaciones considerados en la resolución.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017857_ EBSA	<p>Se requiere que se incluya cual será el mecanismo y/o metodología de conciliación de valores del Saldo Acumulado en caso de que se encuentren algunas inconsistencias en la validación de la información reportada por parte de los Comercializadores en caso de existir, así como los plazos otorgados para su revisión y envío.</p> <p>Modificar el Numeral 3 del Artículo 4, incluyendo los mecanismos y/o metodología que será empleada para realizar los ajustes y/o correcciones en caso que existan en la validación de la aplicación del cálculo del Saldo Acumulado, así como los plazos previstos.</p>	<p>El Comité Asesor de la Comercialización 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. Teniendo en cuenta que dicha información debe estar disponible antes del 15 del mes que corresponda.</p>
E2023017857_ EBSA	<p>Se requiere que la variable COT no sea modificada por la metodología de actualización de la comercialización.</p> <p>Modificar el Numeral 1 del Artículo 4, incluyendo el siguiente texto: El 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 y en el mes m. expresado en $\\$/kWh$), $COT_{n,i,j,m}$, previsto en la Resolución CREG 101 XX de 2023, hará parte de la nueva Fórmula de los Costos de comercialización, $C_{vn,m,i,j}$, determinada por parte de la CREG.</p>	<p>Se aclara que la metodología de remuneración de la comercialización a usuarios regulados que reemplace la contenida en la resolución CREG 180 de 2014, deberá recoger los costos a remunerar en cada caso.</p>
E2023017859_ EEP	<p>El plazo de 5 días para el mutuo acuerdo es corto.</p> <p>Se amplie el plazo para tomar esta decisión, dado que, es poco tiempo para que las empresas puedan realizar sus respectivos análisis financieros antes de tomar la decisión de acogerse al mecanismo</p>	<p>Se entiende que, durante el tiempo entre la consulta y la resolución definitiva, la cual no introduce cambios grandes respecto del sistema, las empresas han podido efectuar sus ejercicios financieros para poder tomar dicha decisión.</p> <p>El incrementar el tiempo de acogerse puede aumentar, de manera importante, el tiempo de aplicación de la medida.</p>
E2023017859_ EEP	<p>Cuando un usuario, atendido por un comercializador i que este aplicando una opción tarifaria, cambie del mercado regulado al mercado no regulado.</p>	<p>Cuando el usuario cambie del mercado regulado al no regulado, debe continuar pagando el COT del mercado inicial con el mutuo acuerdo.</p>
E2023017859_ EEP	<p>¿Cuando un usuario no regulado, por temas de cancelación de frontera, cae al mercado regulado del comercializador incumbente y este último tiene saldo acumulado por opción tarifaria, el consumo de este usuario será incluido para el cálculo de la variable COT y se le realiza el cobro de esta variable en su tarifa? o no se tiene en cuenta el consumo del usuario y no se le realiza el cobro de esta variable en su tarifa?</p>	<p>Este usuario está excluido de la responsabilidad de pago del COT siempre y cuando el cambio al mercado regulado haya sido causado por limitación de suministro al comercializador que lo atendía.</p>

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017859_EEP	Cuando un usuario, atendido por un comercializador i que no tenga saldos acumulados por Opción Tarifaria, cambie de comercializador y este último si tenga saldos acumulados por opción tarifaria, ¿el consumo de este usuario será incluido para el cálculo de la variable COT y se le realiza el cobro de esta variable en su tarifa? o ¿no se tiene en cuenta el consumo del usuario y no se le realiza el cobro de esta variable en su tarifa?	Este usuario no tendrá responsabilidades para el pago del COT en el nuevo comercializador
E2023017859_EEP	Cuando se cree un usuario nuevo y vaya a ser atendido por un comercializador que tenga saldos acumulados por opción tarifaria, ¿el consumo de este usuario será incluido para el cálculo de la variable COT y se le realiza el cobro de esta variable en su tarifa? o ¿no se tiene en cuenta el consumo del usuario y no se le realiza el cobro de esta variable en su tarifa?	Este usuario sí debe pagar el COT de mercado
E2023017859_EEP	Vemos necesario que para el cálculo de la variable COT _{n,i,j,m} en las ventas de energía VR _{n,i,j,m} se incluya la energía de los usuarios que deciden cambiar de comercializador, cuando el comercializador esté recuperando saldos por opción tarifaria.	Se incluye
E2023017859_EEP	Que en el documento definitivo se deje más explícito que para temas de cálculo de la variable SAOT, no se debe esperar a que se cumpla con el criterio numeral 2 y por lo tanto no será cero, lo anterior dado que, se pueden generar varias interpretaciones ocasionando distorsión al momento de aplicar el criterio establecido en el numeral 2.	El criterio del numeral 2 protege al usuario de incrementos súbitos indeseados y por tanto es una restricción para cumplir.
E2023017859_EEP	Error en la formulación para el cálculo de SBC. La ecuación para evaluar el criterio de finalización de la opción tarifaria quede de la siguiente manera $SBC_{n,i,j,m} \leq CUv_{n,m,i,j} * (0,06)$.	Se corrige
E2023017859_EEP	Evitar el incremento del saldo acumulado, considerando precios en bolsa es posible que los agentes se alejen mes a mes. Que aquellos agentes que no cumplan con la condición del 6% que trata este numeral y que deban seguir aplicando la resolución CREG 012 de 2020, puedan aplicar un PV superior al 3%.	De acuerdo con los análisis realizados por la comisión y dados los incrementos realizados en el CU aplicado en los meses de octubre y noviembre de 2023 por los comercializadores, no se considera necesario aumentar dicho límite. Adicionalmente, se incluye alternativa para que el comercializador que no cumpla con la condición del 3% pueda iniciar la recuperación del saldo con un perfil de pago de gradiente aritmético creciente.

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017859_EEP	Que se pueda aplicar un $COT_{n,i,j,m}$ que varíe con base en ajustes periódicos al $man_{i,j}$.	Se incluye regla para realizar ajustes al SAOT siempre considerando que ni la variable COT ni el plazo inicial aumenten respecto de los inicialmente calculados.
E2023017859_EEP	Que el agente tenga la potestad para decidir en qué nivel de tensión aplicará el mecanismo propuesto por la Comisión, sin que esto lo obligue a aplicarlo en el resto de las opciones que tiene activas en otros niveles de tensión.	El mutuo acuerdo se debe hacer por mercado de comercialización, pero no es posible acogerse "parcialmente" a un nivel de tensión y a otro no.
E2023017859_EEP	Que los agentes que representan más de un mercado ante el MEM y que estos tengan saldos acumulados por opción tarifaria, tengan la potestad para decidir en cuál de los mercados decide acogerse a este mecanismo de recuperación de saldos, sin que esto obligue a aplicarlo en el resto de los mercados que represente.	Se aclara que el agente podrá acogerse al mutuo acuerdo en cada mercado de comercialización de manera independiente de otro mercado en el que pueda estar presente el mismo prestador.
E2023017859_EEP	Respecto a la variable CU, que el subíndice de mes debería ser m-1 y no m	Se corrige
E2023017859_EEP	existirán valores de saldos remanentes a ser leídos y facturados. Se permita incluir como un delta a la variable $SAn_{m,i,j}$ los valores de los saldos que faltarían por ser incluidos.	Se incluyen oportunidades de liquidación y pago de saldos
E2023017859_EEP	La tasa mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria $rOT_{m,i,j}$ sugerimos que se defina como un valor máximo, con el fin que cada comercializador pueda cobrar un valor inferior si así lo decide.	Se aclara que el valor de la tasa $ROT_{m,i,j}$, es un valor máximo y el comercializador podrá cobrar valores inferiores.
E2023017859_EEP	Suspensión activación A_j	Esta propuesta está fuera del alcance de la resolución. Las medidas regulatorias respecto a los saldos acumulados en A_j son objeto de análisis y proyectos regulatorios adicionales que viene adelantando la Comisión.
E2023017860_ANDESCO	La fecha de corte inicial (día 14 de cada mes) no permitiría calcular el valor total de los saldos acumulados. Que se incorpore un delta que permita a los agentes comercializadores recuperar la totalidad de los saldos acumulados que actualmente tienen	Se incluyen oportunidades de liquidación y pago de saldos
E2023017860_ANDESCO	Se incluya también la energía de los clientes que deciden cambiar de comercializador cuando el comercializador esté aplicando la opción tarifaria	Se incluye

RADICADO AGENTE	COMENTARIO / PROPUESTA DE AJUSTE	RESPUESTA
E2023017860_ ANDESCO	Que se especifique si los nuevos usuarios percibirían el COT del comercializador	Se incluye
E2023017860_ ANDESCO	Se definan las condiciones para la aplicación del crédito por parte de Financiera de Desarrollo Territorial (FINDETER)	Las condiciones del crédito están por fuera del alcance de la resolución
E2023017860_ ANDESCO	Que se tengan en cuenta el promedio ponderado de las tasas de los créditos de cada empresa, relacionados con el apalancamiento de capital de trabajo para soportar el déficit por el saldo de la opción. Es importante, que no se incluyan en este cálculo créditos obtenidos para proyectos específicos u otros fines	Se incluye en la propuesta final de tasas.
E2023017860_ ANDESCO	Incluir los lineamientos o reglas asociadas al pago de la variable COT para los casos en los cuales los usuarios decidan cambiar del mercado regulado al no regulado.	Se incluye
E2023017860_ ANDESCO	Precisar cual COT debe aplicarles a los usuarios, para el caso en el cual en un mercado de comercialización existan más de un comercializador aplicando la opción tarifaria y los clientes decidan cambiar de comercializador.	Se incluye
E2023017860_ ANDESCO	Modificar las ventas que se toman en cuenta para el cálculo de la variable COT, ya que consideramos que se deben incluir dentro de las mismas, las ventas del nivel de tensión que correspondan a usuarios que i) hayan cambiado de comercializador y ii) hayan migrado a otro nivel de tensión.	Se incluye
E2023017860_ ANDESCO	Es necesaria la coordinación eficiente con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), con el fin de que no se tengan retrasos y se pueda realizar en el tiempo establecido.	Se aclara que la SSPD tiene voz en la Comisión y está actualizada l de las decisiones que se adoptan en la CREG.
E2023017860_ ANDESCO	Cambio de la variable (m) por (m-1)	Se corrige
E2023017860_ ANDESCO	Es necesario eliminar el uno (1) de la parte del $CU*(1+0,06)$	Se corrige

ANEXO 2. CUESTIONARIO DE LA ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA

FORMULARIO COMPETENCIA SIC

Cuestionario de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios.

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, compilado en el Decreto 1074 de 2015, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 1074 de 2015.

A continuación, se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC. Entre otros, para el diligenciamiento del cuestionario y buscar que el mismo se resuelva de manera objetiva, la CREG tuvo como referencia los parámetros y lineamientos establecidos en los documentos “Guía OCDE Herramientas para la Evaluación de la Competencia”⁵, “Cartilla para el Ejercicio de la Abogacía de la Competencia: Revisión de Proyectos de Regulación Estatal”⁶, “Guía para la Elaboración de los Estudios Técnico-Económicos en el Marco del Trámite de Abogacía de la Competencia”⁷, expedidos por dichas autoridades.

Adicionalmente, se han tenido en cuenta los lineamientos jurisprudenciales expuestos por parte del H. Consejo de Estado sobre el ejercicio de esta facultad dentro de los pronunciamientos de la Sala de Consulta en concepto 2013-00500 de 4 de julio de 2013, Consejero, Dr. William Zambrano Cetina y Sentencia de la Sección Tercera, Subsección C, Sentencia de 14 de junio de 2023, Expediente 2018-00164, Consejero Dr. Guillermo Sánchez Luque.

Objeto de regulación: “Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994”

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

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

RADICACIÓN: _____

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X	Resueltas las preguntas de los numerales 1.1. a 1.6.2, el resultado de las mismas no genera como consecuencia la limitación al número de comercializadores que pueden llevar a cabo sus actividades en los mercados de comercialización existentes. Los comercializadores pueden llevar a cabo la participación en la actividad de comercialización como se ha venido haciendo hasta hoy.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X	La medida regulatoria y el cobro del COT define una misma regla de aplicación para todos los comercializadores y no limita la actividad de comercialización de algún agente nuevo o existente en ningún mercado.	La medida regulatoria no asigna o crea derechos de exclusividad que den lugar al establecimiento de precios de monopolio y otros problemas de poder de mercado. La actividad de comercialización se desarrolla en competencia y la misma no se ve afectada a través de la propuesta regulatoria.

⁵chrome extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.oecd.org/daf/competition/98765433.pdf

⁶chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/cartillaa bogacia.pdf

⁷chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/2021/V ersi%C3%B3n%20_0_%20Gu%C3%ADa%20elaboraci%C3%B3n%20estudios%20t%C3%A9cnic o-econ%C3%B3micos%20-%20con%20cambios%20Superintendente.pdf

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X	<p>La propuesta regulatoria no establece requisitos mínimos para desarrollar alguna actividad o algún tipo de permiso o autorización. Esto está restringido por la misma Ley 142 de 1994.</p> <p>Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización.</p>	<p>La medida regulatoria no afecta la forma como se desarrolla la actividad de comercialización por parte de los agentes.</p> <p>La definición y cobro del COT no se considera como una licencia o permiso que limite la entrada de participantes a un mercado.</p>
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X	<p>La propuesta regulatoria no establece ningún impedimento para desarrollar la actividad de comercialización por parte de algún agente diferente a lo previsto hoy en la regulación, entre otros, el reglamento de comercialización.</p>	<p>No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.</p>
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X	<p>En el presente caso no hay asimetrías, disparidades ni favorecimientos a algunos agentes en específico, toda vez que el tratamiento para la definición y cobro del COT es igual para cualquier comercializador.</p> <p>La definición y cobro del COT no es un costo asumido por los comercializadores para realizar previamente su actividad o dejarla de realizar.</p> <p>La definición y cobro del COT de la propuesta es asumido por la totalidad de los usuarios de un mercado de comercialización independientemente el número de comercializadores que actúen en ese mercado.</p> <p>El COT de la propuesta no desalienta la entrada de nuevos participantes (comercializadores) en un mercado de comercialización, ni genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes.</p>	<p>No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.</p>
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X	<p>No existen limitaciones de tipo geográfico o espacial al flujo de bienes y servicios, capital o trabajo por parte de agentes comercializadores, ni se reduce los mercados en que dichos agentes pueden participar.</p>	<p>La definición y cobro del COT no limita el flujo de bienes, servicios, capital o trabajo entre comercializadores para participar en los distintos mercados de comercialización.</p>

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X	<p>Resueltas las preguntas de los numerales 1.6.1. y 1.6.2, el resultado de las mismas no genera como consecuencia la limitación al número de comercializadores que pueden llevar a cabo sus actividades en los mercados de comercialización existentes.</p> <p>Los comercializadores pueden llevar a cabo la participación en la actividad de comercialización como se ha venido haciendo hasta hoy.</p>	<p>No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.</p>
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X	<p>En el caso de la propuesta regulatoria al definir el COT, dicho concepto es el que se refiere a un costo, el cual permite la recuperación de los saldos acumulados en condiciones homogéneas (i.e. para comercializadores y usuarios) y de la misma forma para cada mercado de comercialización.</p> <p>Ejemplo de esto es que el COT no es negociable para los comercializadores en cada mercado de comercialización.</p>	<p>El tratamiento regulatorio que hace la propuesta es el mismo para los comercializadores que cuentan con saldos acumulados de opción tarifaria frente a otros comercializadores en relación con el cobro, recaudo y transferencia del COT.</p> <p>El mismo tratamiento sobre el COT opera para los comercializadores que quieran participar en mercados nuevos frente a los comercializadores que ya participan en estos.</p>
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X	<p>En el caso de la propuesta regulatoria al definir el COT, dicho concepto es el que se refiere a un costo, el cual permite la recuperación de los saldos acumulados en condiciones homogéneas (i.e. para comercializadores y usuarios) y de la misma forma para cada mercado de comercialización.</p> <p>Ejemplo de esto es que el COT no es negociable para los comercializadores en cada mercado de comercialización.</p>	<p>El tratamiento regulatorio que hace la propuesta es el mismo para los comercializadores que cuentan con saldos acumulados de opción tarifaria frente a otros comercializadores en relación con el cobro, recaudo y transferencia del COT.</p>

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:			Resueltas las preguntas de los numerales 2.1. a 2.8, el resultado de las mismas no genera como consecuencia la limitación a la capacidad de los comercializadores de competir en mercados de comercialización existentes. Los comercializadores pueden llevar a cabo la participación en la actividad de comercialización como se ha venido haciendo hasta hoy.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X	El control de precios ya existe a través de la Resolución CREG 119 de 2007, en cuanto a lo que es posible de trasladar en la fórmula tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica. No hay una intervención de precios adicional a la ya prevista en la regulación, entendida como los costos que pueden trasladarse al usuario final. El control o influencia ya existente y sobre el que versa la propuesta regulatoria no limita la capacidad de competir en los mercados de comercialización por parte de los comercializadores, sino que permite que esta se haga en igualdad de condiciones para estos agentes. La propuesta regulatoria no impone precios para proteger agentes, sino para la protección de usuarios, principalmente demanda regulada de acuerdo con los objetivos perseguidos.	La propuesta regulatoria no impone precios mínimos como respuesta a una competencia extremadamente Vigorosa en los mercados de comercialización. Adicionalmente, a través de la propuesta no se regulan los precios en los sectores tradicionalmente monopolizados. La actividad de comercialización es una actividad desarrollada en competencia a partir de la Ley 142 de 1994.
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X	La propuesta regulatoria no limita la capacidad de un proveedor para promover o comercializar su actividad, no se identifica que existan medidas en la regulación propuesta dirigidas a reducir efectos de publicidad falsa o engañosa o servicios considerados con un valor social negativo o que estén llevan a un a consumo excesivo.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X	<p>La propuesta regulatoria no limita la capacidad de un proveedor para promover o comercializar su actividad, no se identifica que existan medidas en la regulación propuesta dirigidas a reducir efectos de publicidad falsa o engañosa o servicios considerados con un valor social negativo o que estén llevando a un consumo excesivo. No se identifica un efecto que desestime de manera eficiente la diversificación de los mercados de comercialización.</p> <p>Por el contrario, lo que se está haciendo es que en un mismo mercado se publique de manera transparente el COT y que ha de ser cobrado a todos los usuarios por igual, independientemente del comercializador que lo atienda.</p>	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
2.4	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X	La regulación no genera asimetrías, disparidades o favorecimientos en contra o a favor de comercializadores. La aplicación de la norma es igual para todos los agentes comercializadores en los mercados de comercialización existentes.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
2.5	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X	La regulación no genera asimetrías, disparidades o favorecimientos en contra o a favor de comercializadores. La aplicación de la norma en relación con la definición, cobro y recaudo del COT es igual para todos los agentes.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
2.6	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X	La propuesta regulatoria no altera como los agentes realizan la actividad de comercialización.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
2.7	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X	La propuesta regulatoria no establece limitaciones a la capacidad de un proveedor para promover o comercializar su actividad de forma novedosa o afectando sus estrategias comerciales. El desarrollo de la actividad de comercialización y las limitaciones existentes ya se encuentran definidas en la Ley 142 de 1994 y el reglamento de comercialización	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
3 ^a .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:			Resueltas las preguntas de los numerales 3.1. y 3.2. el resultado de las mismas no genera como consecuencia una reducción en los incentivos de las empresas comercializadoras para competir en uno o varios mercados de comercialización existentes. Los comercializadores pueden llevar a cabo la participación en la actividad de comercialización como se ha venido haciendo hasta hoy	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X	La propuesta regulatoria no genera un efecto de facilitar la coordinación entre proveedores o en este caso agentes comercializadores en un mercado de comercialización.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
3.2.	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		X	La propuesta regulatoria no promueve conductas de cartelización entre agentes comercializadores donde se restrinja la prestación del servicio en perjuicio de elevar las tarifas o que empeore la situación de los usuarios en cuanto a una indebida atención de las empresas. Por el contrario, la propuesta lo que genera es que todos los comercializadores publiquen el COT como una medida de transparencia.	No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta.
4.0	CONCLUSIÓN FINAL		X	Una vez diligenciado el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas y con base en los parámetros y lineamientos establecidos en los documentos mencionados, la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, por lo que se establece que la presente resolución no tiene incidencia en la libre competencia.	

Frente a lo anterior, el diligenciamiento del cuestionario tuvo en consideración lo expuesto por parte del H. Consejo de Estado en el concepto de la Sala de Consulta 2013-00500 de 4 de julio de 2013, Consejero, Dr. William Zambrano Cetina, con respecto a que le corresponde al órgano regulador examinar previamente si el proyecto de regulación se adecúa a alguno de los criterios a que hace referencia el artículo 3º del Decreto 2897 de 2010 y de esta manera cumplir, cuando sea procedente, con el deber de informar.

Así mismo, en la sentencia de la Sección Tercera, Subsección C, Sentencia de 14 de junio de 2023, Expediente 2018-00164, Consejero Dr. Guillermo Sánchez Luque, se expuso que dentro de las reglas que debe observar el trámite de la abogacía de la competencia se encuentra *“cuando la respuesta al conjunto de preguntas del cuestionario sea negativa, la autoridad podrá considerar que el proyecto no genera una restricción indebida a la libre competencia y, en consecuencia, no tendrá que remitirlo a la SIC, pero si lo hace esta decidirá si se pronuncia o no”*.

Ahora bien, sin perjuicio de que una vez diligenciado el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas y con base en los parámetros y lineamientos establecidos en los documentos mencionados⁸, la respuesta al conjunto de preguntas realizada por la CREG fue negativa, con base en las explicaciones, y en algunos casos, las observaciones que allí se consignan, concluyendo que la presente resolución no tiene incidencia en la libre competencia; en la Sesión CREG 1294 de 24 de noviembre de 2023, se acordó por parte de los miembros de la CREG informar a la Superintendencia de Industria y Comercio de la presente propuesta regulatoria, para que esta entidad de manera directa tuviera conocimiento de las motivaciones, razonamientos, análisis y argumentos que llevaron a la expedición de la resolución, lo cual incluye el resultado del diligenciamiento del cuestionario y las explicaciones dadas a las preguntas allí formuladas, entre otras, teniendo en cuenta que la propuesta implica una modificación a la metodología de 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”.

Lo anterior, considerando la coordinación institucional que deben existir entre la Superintendencia de Industria y Comercio y la CREG para el buen funcionamiento del Estado y la función pública, exponiendo la debida diligencia realizada para llevar a cabo el diligenciamiento del cuestionario, buscando hacer concordantes los fines y objetivos regulatorios de la propuesta en relación con la situación de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica frente a los saldos acumulados de la opción tarifaria, así como previniendo que dicha regulación sea entendida como un obstáculo para la libre competencia económica.

⁸ “Guía OCDE Herramientas para la Evaluación de la Competencia”, “Cartilla para el Ejercicio de la Abogacía de la Competencia: Revisión de Proyectos de Regulación Estatal”, “Guía para la Elaboración de los Estudios Técnico-Económicos en el Marco del Trámite de Abogacía de la Competencia”.