

MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN DE OPCIÓN TARIFARIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

**DOCUMENTO CREG 901 038**

**24 de noviembre de 2023**

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

**TABLA DE CONTENIDO**

[1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES 4](#_Toc153281789)

[1.1 Antecedentes legales 7](#_Toc153281790)

[1.2 Definición y aplicación de la opción tarifaria actual 8](#_Toc153281791)

[1.2.1 Contexto jurídico 8](#_Toc153281792)

[1.3 Situaciones presentadas 12](#_Toc153281793)

[1.3.1 COVID – 19 12](#_Toc153281794)

[1.3.2 Comportamiento de los índices de precios 12](#_Toc153281795)

[1.3.3 Régimen transitorio especial para la región Caribe 13](#_Toc153281796)

[1.3.4 Ingresos de distribución para el OR Celsia Tolima 14](#_Toc153281797)

[1.4 Evolución del costo unitario de prestación del servicio 14](#_Toc153281798)

[1.4.1 Evolución del CU presentado con el proyecto CREG 701 023A de 2023 14](#_Toc153281799)

[1.4.2 Evolución del CU entre septiembre y noviembre de 2023 18](#_Toc153281800)

[2 PROBLEMÁTICA REGULATORIA 20](#_Toc153281801)

[3 OBJETIVOS 20](#_Toc153281802)

[4 ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN 21](#_Toc153281803)

[4.1 No modificar la regulación vigente 21](#_Toc153281804)

[4.2 Homogenizar tasa de la Resolución CREG 012 con la de la 101\_028 de 2023 y colocar un máximo a la variación del PV 21](#_Toc153281805)

[4.3 Análisis jurídico comparativo de las alternativas 22](#_Toc153281806)

[4.3.1 Comparación de alternativas 23](#_Toc153281807)

[4.4 Análisis multicriterio de las alternativas 23](#_Toc153281808)

[4.4.1 No modificar normatividad 24](#_Toc153281809)

[4.4.2 Intervención 24](#_Toc153281810)

[5 PROPUESTA REGULATORIA 25](#_Toc153281811)

[5.1 Herramientas jurídicas para implementación de la alternativa propuesta 25](#_Toc153281812)

[6 ANÁLISIS DE IMPACTOS DE LO PROPUESTO EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN 701 023 DE 2023. 30](#_Toc153281813)

[6.1 Impacto opción no hacer nada 30](#_Toc153281814)

[6.2 Impacto opción de intervención 33](#_Toc153281815)

[7 CONSULTA PÚBLICA 34](#_Toc153281816)

[8 ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y MODIFICACIONES REALIZADAS 34](#_Toc153281817)

[ANEXO 1. MATRIZ COMENTARIOS AGENTES 36](#_Toc153281818)

[ANEXO 2. CUESTIONARIO DE LA ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA 39](#_Toc153281819)

[FORMULARIO COMPETENCIA SIC 39](#_Toc153281820)

**OPCIÓN TARIFARIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA**

# 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:

𝐶𝑈𝑣𝑛,𝑚,𝑖,𝑗 = 𝐺𝑚,𝑖,𝑗 + 𝑇𝑚 + 𝐷𝑛,𝑚 + 𝐶𝑣𝑚,𝑖,𝑗 + 𝑃𝑅𝑛,𝑚,𝑖,𝑗 + 𝑅𝑚,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 mensualmentepor 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.

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, 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 adoptaron 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 octubre de 2023 sumaban alrededor de 4,9 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”; proceso que finalizó con la expedición del Decreto 1637 de 2023.

## Antecedentes legales

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

1. **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.
2. **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.
3. **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.
4. **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.
5. **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.
6. **Resolución CREG 012 de 2020.** Donde se modificó el esquema de la opción tarifaria, conservando, de manera general, el iniciado con la Resolución CREG 168 de 2008 e introduciendo la posibilidad de que, para opciones que iniciaran posteriormente a enero de 2022, el usuario podría escoger si se acogía o no a la opción ofrecida por el prestador del servicio.
7. **Resolución CREG 058 de 2020.** Mediante la cual se expidieron medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica, con el fin de afrontar las consecuencias económicas derivadas de la pandemia y donde, en su artículo 12, se estableció que todas los comercializadores que presentaran variaciones superiores al 3% en alguno de sus componentes de costo debían aplicar la opción tarifaria con una variación porcentual igual a cero (0%) durante 8 meses. Esta resolución fue modificada por las resoluciones CREG 108 y 152 de 2020.
8. **Resolución CREG 101\_031 de 2022.** Mediante la cual la Comisión adoptó medidas para promover que los agentes de la cadena de prestación del servicio gestionen ajustes de aplicación inmediata, con miras a mitigar los efectos de la indexación de las tarifas en los usuarios finales, protegiendo la estabilidad del esquema de prestación del servicio de energía, garantizando la continuidad del suministro, definiendo que las tarifas de octubre d y noviembre de 2022 debían tener un porcentaje de variación igual a cero (0%) y que el porcentaje de variación de las tarifas entre diciembre de 2022 y septiembre de 2023 era igual al del índice de precios del consumidor (IPC).

## 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:
* 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:
* 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](http://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 por cada mercado de comercialización.

### 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:

1. la posibilidad de acogerse a este mecanismo se hace por parte del comercializador;
2. 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;
3. 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;
4. la aplicación de una transición para que las opciones que se dieran a partir del año 2022, el usuario de manera individual cuente con la posibilidad de que no se le aplique la opción tarifaria, pagando la tarifa plena del servicio[[1]](#footnote-2).

Posteriormente, 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 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 “*SAn,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 CUvcn,m,i,j y el CU aplicado CUvn,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)*

A finales de 2020, posterior a la acumulación de saldos causada por las medidas adoptadas durante la pandemia, inició el incremento de los índices IPP e IPC que redundaron en incrementos en el costo unitario de prestación del servicio, presionando el aumento de los saldos existentes, ante lo cual se expidió la Resolución CREG 101 031 de 2022 mediante la cual se estableció la posibilidad de modificar temporalmente los factores de indexación de las variables empleadas para determinar los ingresos y cargos definidos con base en las Resoluciones CREG 011 de 2009 y 015 de 2018 por parte de los transmisores nacionales y los operadores de red, así como, la modificación de la Resolución CREG 012 de 2020.

Esta última modificación de la Resolución CREG 012 de 2020 limitó el crecimiento de las tarifas a la variación del IPC y, para aquellos que se acogieran temporalmente al cambio del indexador, a la variación del IPC más 0,3%; entre octubre de 2022 y septiembre de 2023.

De esta forma, la aplicación de las normas en comento ha permitido la acumulación de saldos de manera importante, de lo que se encargó la Resolución CREG 101\_028 de 2023, mediante la cual se establece la posibilidad de optar por un sistema de reconocimiento de los saldos mediante un componente de costo en la variable de comercialización de energía, para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio y que permitirá a los comercializadores viabilizar créditos que a la vez que solucionen sus inconvenientes financieros por dicha acumulación del saldo, puedan evitar los incrementos que debían continuar para la recuperación del saldo mediante el esquema de la Resolución CREG 012 de 2020.

De acuerdo con lo expuesto, la situación actual justifica el ejercicio de la actividad regulatoria interviniendo la opción tarifaria actual, con el fin de continuar permitiendo su aplicación pero, considerando que existe una posibilidad de acción por parte de los comercializadores para diferir los saldos de la actual opción tarifaria como un costo en el CU actual conforme lo establecido en la resolución CREG 101\_028 de 2023, que no se ejerzan situaciones de arbitramento entre las tasas allí establecidas y las tasas de la actual resolución de opción tarifaria, así como para permitir que las tarifas puedan tener estabilidad durante el próximo año mientras se avanza en la revisión de los componentes del costo unitario de prestación del servicio, buscando disminuir las tarifas del servicio.

## 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:

### 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.

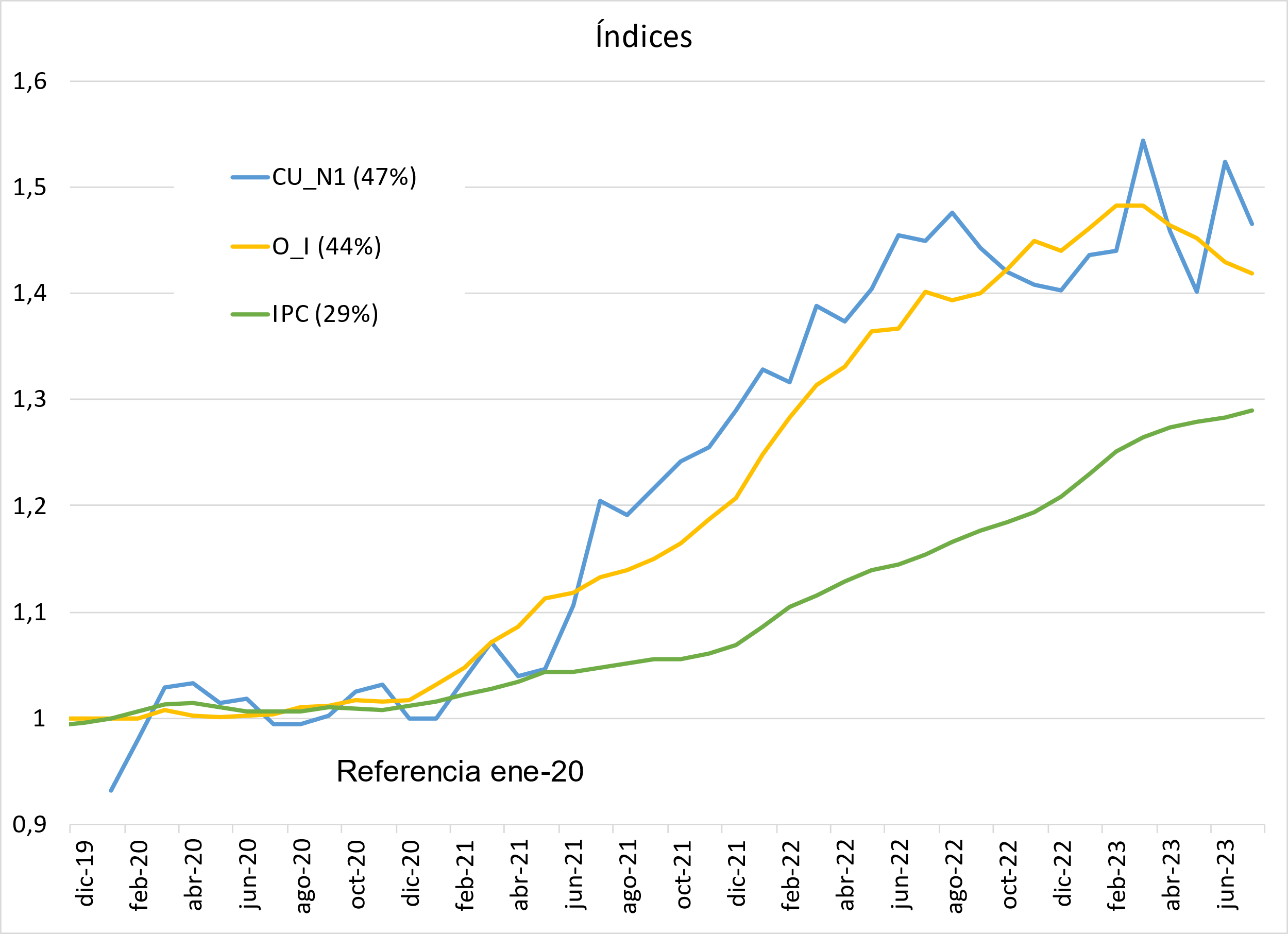
Estas disposiciones efectivamente permitieron enfrentar los efectos de pandemia, en ejercicio de las medidas sanitarias ordenadas por el Gobierno Nacional, generando unas obligaciones futuras, producto de los saldos a raíz de las diferencias entre las tarifas de opción tarifarias y las normales.

### 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 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%.

### 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 Electrificadora 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.

### 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 fue compensada con un incremento en los demás mercados del ADD Oriente.

## Evolución del costo unitario de prestación del servicio

La evolución del CU, tanto el calculado como el aplicado producto del esquema de opción tarifaria, se presenta en dos etapas.

La primera, acorde con los datos disponibles a la fecha de expedición del proyecto de resolución a consulta 701-023A de 2023 mediante el cual se propuso modificar la tasa de reconocimiento de los saldos de la opción tarifaria de que trata la Resolución CREG 012 de 2020 para igualarla con la tasa de la propuesta del proyecto de resolución CREG 701 023 de 2023.

La segunda, con la evolución de las tarifas entre septiembre y noviembre de 2023.

### Evolución del CU presentado con el proyecto CREG 701 023A de 2023

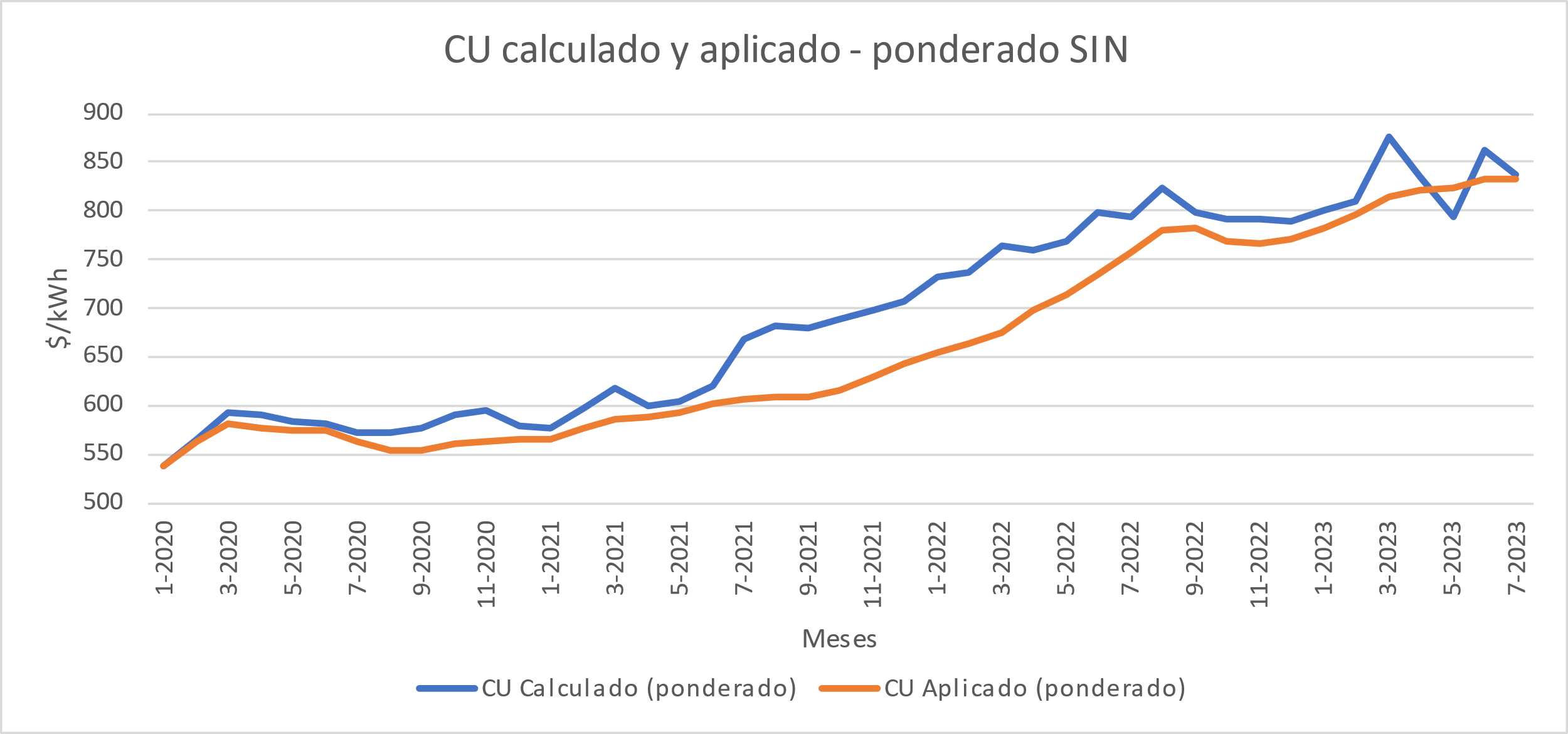
Mediante los proyectos de resolución 701 023 y 023A de 2023 se presentó, de manera integrada un documento CREG donde se expuso la evolución del CU hasta ese instante, con la siguiente información:

En la Gráfica 2 se presenta la evolución del Costo Unitario de Prestación del servicio, CU, de nivel de tensión 1 del país[[2]](#footnote-3) 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%.

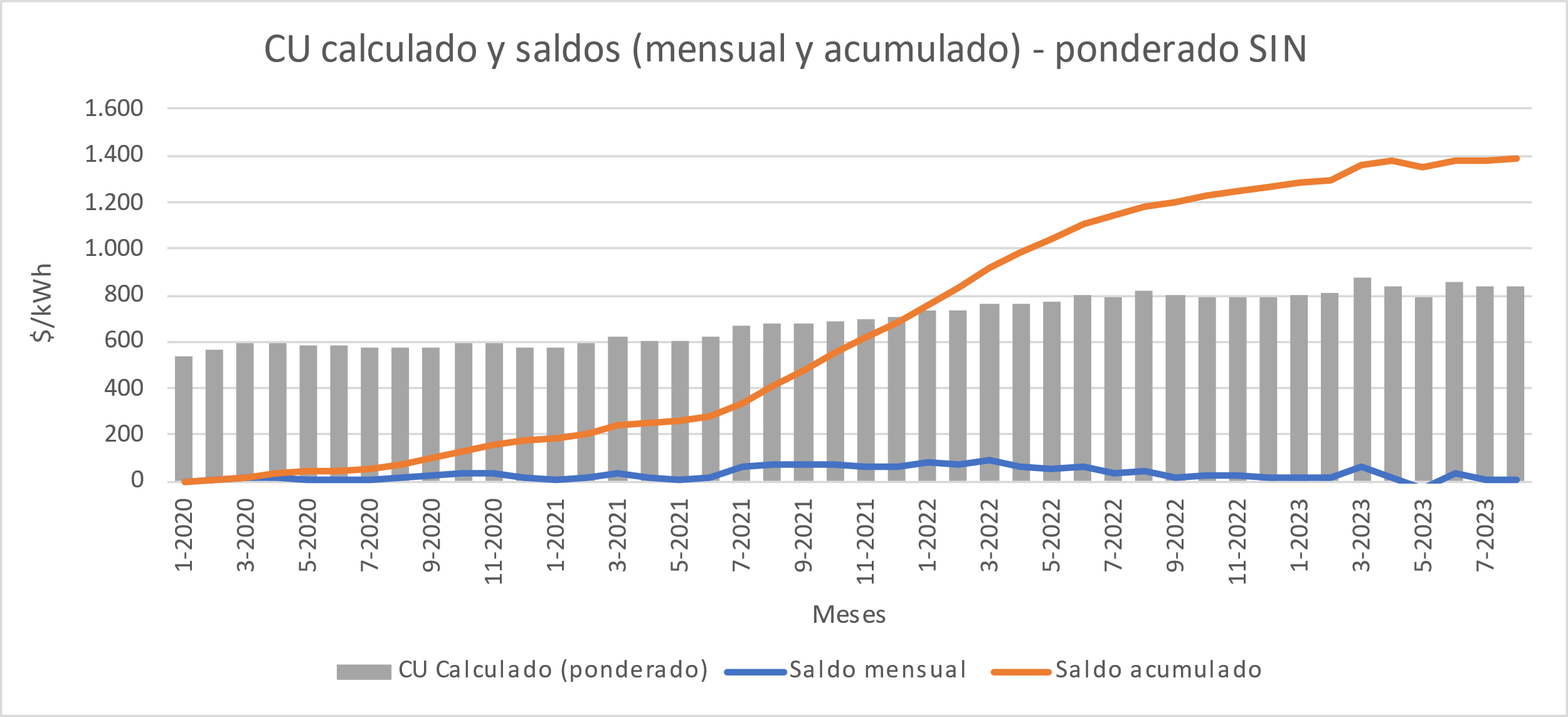
A finales del año 2022 se observa una reducción de la diferencia entre el *CU calculado* y el *CU aplicado* (a nivel ponderado), no obstante, en el año 2023 se ha mantenido variable, se observa que la brecha se mantiene uniforme hasta mayo de 2023, producto en buena medida de las medidas de incremento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

Gráfica Evolución del CU calculado y aplicado 2020 - 2023



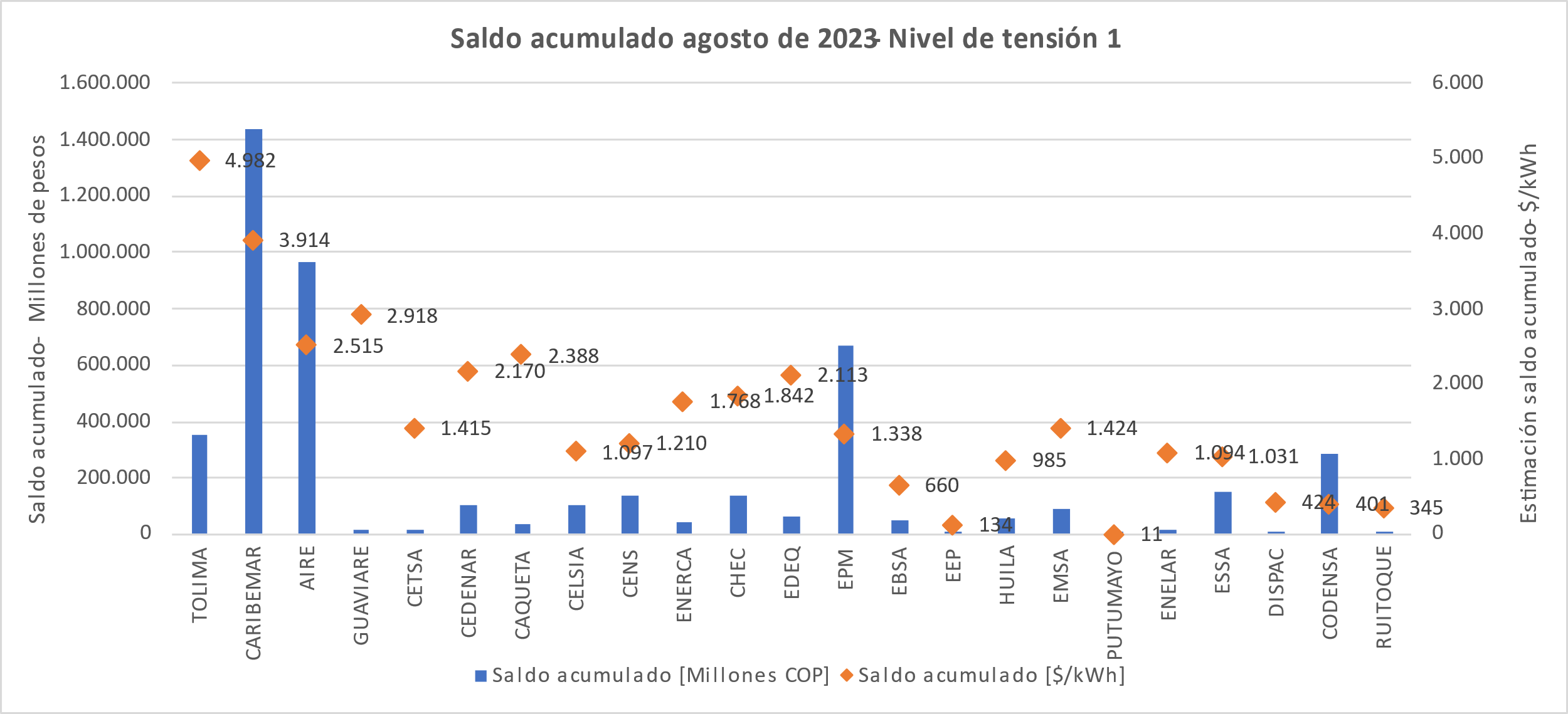
Como se señaló en el numeral 1.2, la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado mensualmente genera un saldo que se va acumulando. En la Gráfica 3 se presenta el saldo mensual y el saldo acumulado, en $/kWh. Se observa que a agosto de 2023 el saldo acumulado, es 65% mayor que el CU calculado, 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 Saldo mensual y acumulado (enero 2020 – agosto 2023)



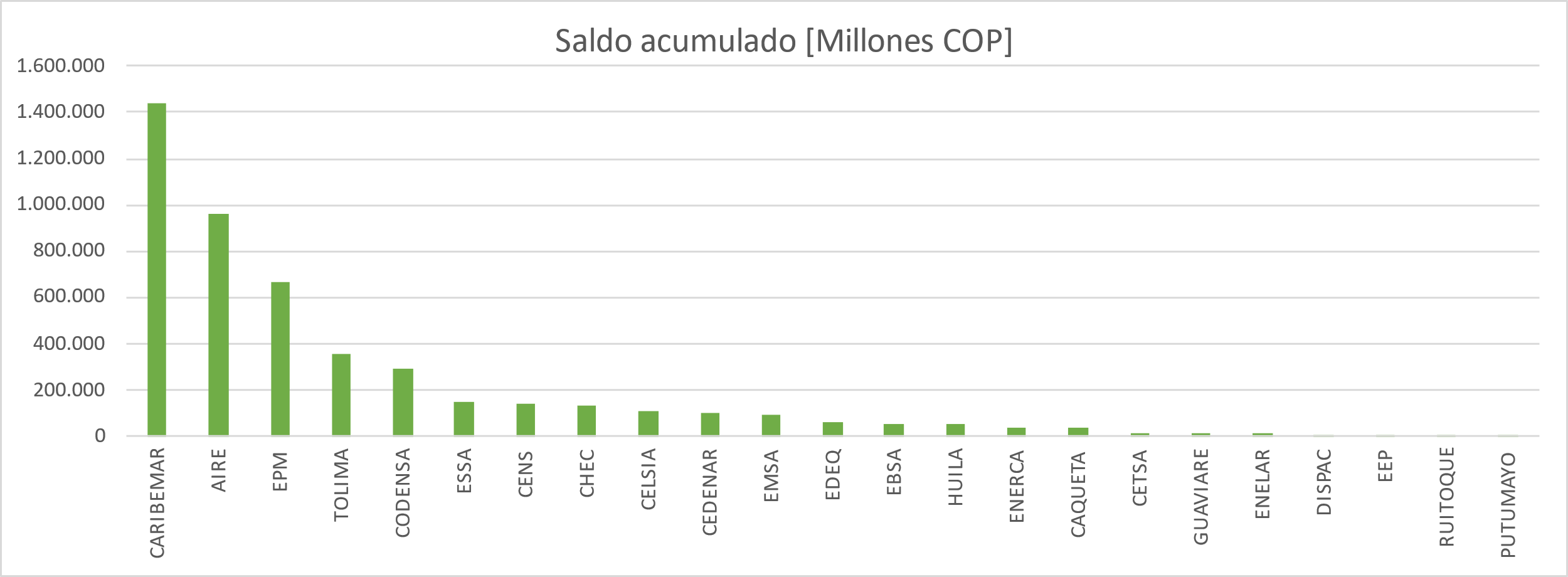
En la siguiente gráfica se presenta para cada mercado de comercialización el saldo acumulado en millones de pesos y el saldo equivalente en $/kWh para junio de 2023 y usuarios del nivel de tensión 1.

Gráfica Saldo acumulado por mercado



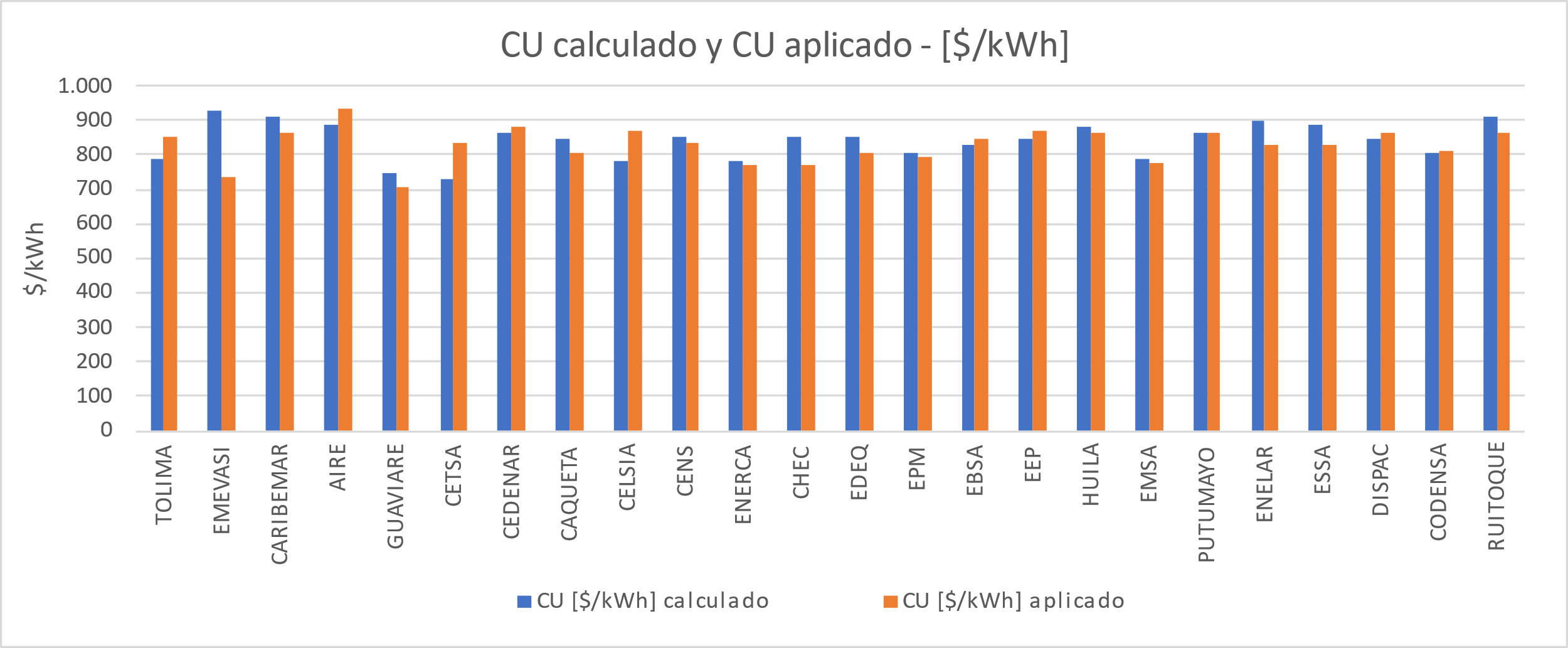
Se estima que el saldo acumulado a agosto de 2023 es del orden de 4.7 billones de pesos, en el nivel de tensión 1, de los cuales el 78% se concentra en cinco mercados de comercialización, Caribemar, Air-e, EPM, Tolima y Codensa, mientras que el 51% del saldo acumulado se encuentra en los dos mercados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

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



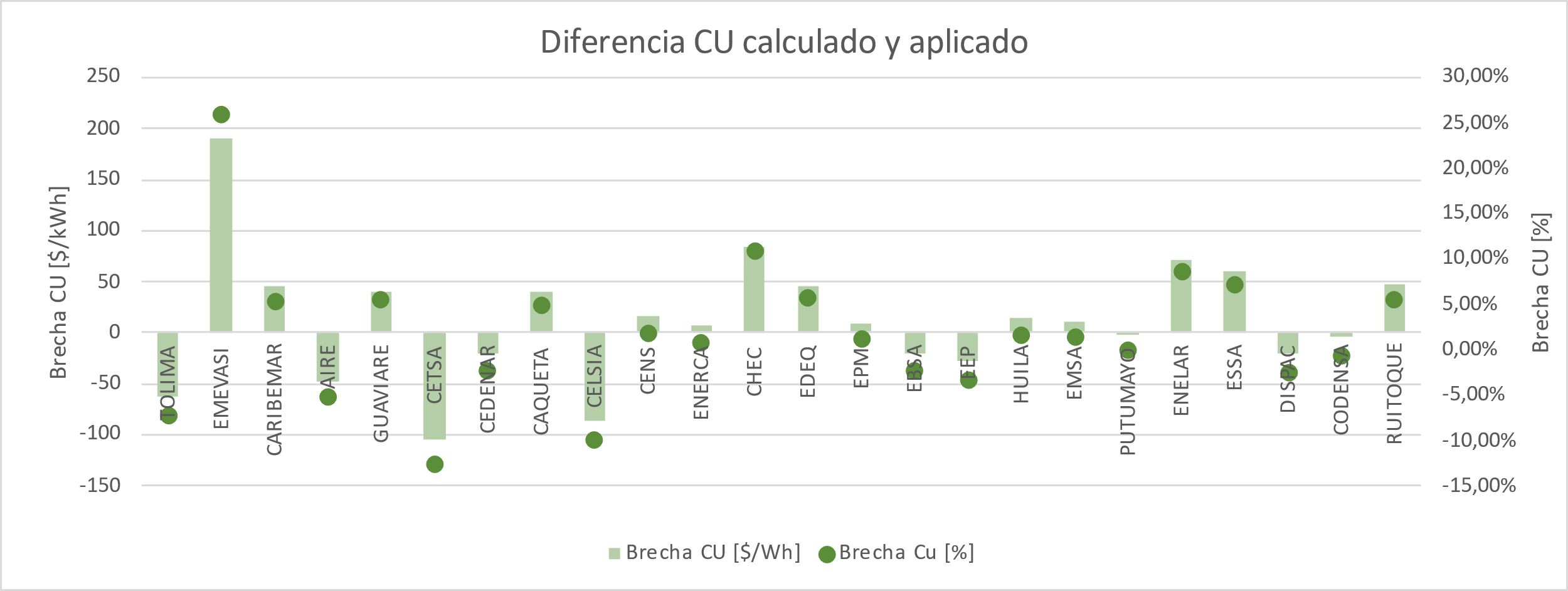
Otro aspecto por considerar es la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado, en adelante brecha del CU, lo que permite identificar que tan cerca se encuentra un mercado de dejar de acumular saldos y empezar a recuperarlos. En la Gráfica 6 se presenta, para cada mercado de comercialización, el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

Gráfica 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 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, posiblemente[[3]](#footnote-4), en ese mes se redujo el saldo acumulado en vez de incrementarse.

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 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 |

### Evolución del CU entre septiembre y noviembre de 2023

Entre la fecha de la propuesta y noviembre de 2023, las variaciones de los costos unitarios de prestación del servicio de los comercializadores integrados con el operador de red en cada uno de los mercados de comercialización, en el nivel de tensión 1, con la información disponible a la fecha de análisis son:

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



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 terminación 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
* 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, se encuentra necesario encontrar un mecanismo que permita avanzar en la revisión de los componentes de costo del costo unitario de prestación del servicio sin que se sigan presentando incrementos como los observados anteriormente.

# PROBLEMÁTICA REGULATORIA

Con base en las revisiones realizadas, se identificó el problema principal, con sus respectivas causas y posibles consecuencias como la posibilidad de riesgo en la prestación del servicio de energía eléctrica por insuficiencia financiera de todas las actividades, lo cual fue producto de análisis y expedición de los proyectos de resolución CREG 701\_023 y 701\_023(A) de 2023 con el objeto de encontrar una solución a la acumulación de saldos por aplicación de la opción tarifaria y modificar la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2023 con el fin de igualar las tasas de la primer propuesta con las de la opción tarifaria vigente.

Entendiendo que el problema principal, descrito en el párrafo anterior, fue objeto del análisis que finalizó con la expedición de la norma definitiva, mediante la Resolución CREG 101\_028 de 2023, quedan dos problemas a resolver:

* La tasa de remuneración de los costos para la recuperación de los saldos acumulados por la aplicación de opción tarifaria desde el 2020 de que trata la Resolución CREG 101\_028 de 2023 es distinta de la tasa de remuneración de saldos de la opción tarifaria vigente en la Resolución CREG 012 de 2020.
* En dos meses (octubre y noviembre de 2023), las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica variaron, en muchos mercados de comercialización del país, por encima del Índice de Precios al Consumidor acumulado de doce meses.

**Causas:**

* Aprobación de la tasa a aplicar al costo de mercado para la recuperación de los saldos acumulados a la fecha distinta a la establecida mediante la Resolución CREG 012 de 2020.
* Aumento de costo unitario del servicio aplicado a los usuarios para la recuperación de los saldos acumulados por aplicación de la opción tarifaria, sin restricciones, una vez finalizada la vigencia de la Resolución CREG 101\_031 de 2022.

**Consecuencias**

* Posibilidad de cobro de saldos a los usuarios con reconocimientos de tasas superiores a las de los préstamos obtenidos por el comercializador para financiar el mismo objeto (p.e. que el prestador cobre la tasa de créditos preferentes mientras que ha obtenido créditos con Findeter a tasas inferiores que las primeras).
* Aumento de tarifas por encima de la inflación durante el próximo año asociado con el pago de la opción tarifaria vigente.

# OBJETIVOS

De esta manera, se indica que el resultado de la revisión regulatoria busca evitar variaciones indeseables en las tarifas al usuario final, considerando los siguientes objetivos específicos:

* Homogenizar la tasa de remuneración de los costos para la recuperación de los saldos acumulados por la opción tarifaria desde el 2020 de que trata la Resolución CREG 101\_028 de 2023 con la tasa de remuneración de saldos de la opción tarifaria vigente en la Resolución CREG 012 de 2020.
* Evitar aumentos en las tarifas de energía eléctrica que superen la inflación durante el próximo año.
* Encontrar un balance en los incentivos entre los comercializadores que decidan acogerse a la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007 y mantenerse en la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020.

# ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN

Para avanzar en el análisis del problema y sus posibles soluciones, en concordancia con los objetivos planteados, se han identificado tres alternativas a saber:

* No modificar la normatividad vigente
* Modificación de la tasa de la Resolución CREG 012 de 2020 y la variable PV del artículo 2º de esa resolución limitando a las variaciones de las tarifas durante 12 meses

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 sencillo, permitirán efectuar la propuesta regulatoria más adecuada.

## 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 permitirían posibles comportamientos no deseados a saber:

* Un prestador del servicio puede adquirir préstamos con Findeter a una tasa de IBR+2 puntos con el fin de financiar los saldos cumulados por la opción tarifaria pero sin entrar al esquema de la Resolución CREG 101\_028 de 2023, con lo que podría trasladar al usuario final la tasa permitida por la Resolución CREG 012 de 2020, superior a la tasa a la que recibió el préstamo inicialmente mencionado, con lo que el usuario estaría pagando una tasa superior a la que enfrenta el prestador del servicio.
* Entendiendo que la variable de porcentaje de variación, PV, tiene límite inferior igual a 0,6% pero no tiene límite superior, el prestador del servicio puede continuar subiendo las tarifas del servicio para acelerar la recuperación de saldos, por encima del índice de precios al consumidor como ha ocurrido en los últimos dos meses.

## Homogenizar tasa de la Resolución CREG 012 con la de la 101\_028 de 2023 y colocar un máximo a la variación del PV

Esta alternativa considera las siguientes características:

* Modificar la Resolución CREG 012 de 2020 en el sentido de cambiar la tasa de remuneración actual, por la establecida en la Resolución CREG 101\_028 de 2023.
* Modificar la Resolución CREG 012 de 2020 en el sentido de adicionar a la definición de la variable PV un máximo a su variación del PV igual a 0,9 IPC durante los próximos doce meses, manteniendo el porcentaje mínimo en 0,6%.

Con lo anterior, no existirán diferencias en la remuneración de los saldos para quienes quieran optar por uno u otro sistema de recuperación de saldo, sin efectos para el usuario final y, por otra parte, no existirá mayor influencia de las tarifas de energía eléctrica en el IPC durante el próximo año.

**Ventajas**

Se solucionaría el problema de la diferencia en tasas identificado, evitando efectos indeseados en las tarifas al usuario final, por enfrentar una mayor tasa que la que el comercializador enfrenta para el mismo fin.

Se permiten variaciones en las tarifas inferiores al IPC durante el próximo año para los usuarios de los comercializadores que no se acojan al mutuo acuerdo planteado en la Resolución CREG 101\_028 de 2023.

Se permite una aplicación neutral y coordinada de la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007 realizada en la Resolución CREG 101\_028 de 2023, con la Resolución CREG 012 de 2020.

Los incentivos de los comercializadores para acogerse a una u otra resolución se llevan a cabo de manera equilibrada.

**Desventajas**

No existe ninguna desventaja respecto de la propuesta de igualar las tasas dado que el comercializador no tendría ninguna ventaja derivada de la aplicación de una u otra resolución para el mismo fin: la recuperación del saldo acumulado.

Respecto de la norma propuesta para la variación de tarifas en un monto inferior al IPC, la desventaja es que la aplicación de este límite causa la acumulación de saldos, en los casos que la variación del costo unitario de prestación del servicio calculado supere el límite a establecer. No obstante, el prestador tiene la posibilidad de acogerse a lo establecido en la Resolución CREG 101\_028 de 2023, caso en el cual desaparece el saldo acumulado hasta el momento para ser remunerado como un costo del CU y por tanto el límite aplicaría a las posibles nuevas opciones tarifarias que se propongan en adelante.

## Análisis jurídico comparativo de las alternativas

A partir de la definición de la propuesta que permite atender la problemática identificada en relación con los saldos acumulados, los objetivos perseguidos y la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007 en el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994 (i.e. causal de mutuo acuerdo), la Comisión identificó la necesidad de llevar a cabo modificaciones a las Resolución CREG 012 de 2020, opción tarifaria, con el fin de que las disposiciones allí vigentes no afectarán la eficacia en la aplicación de la primera de estas resoluciones, encontrando un balance en los incentivos entre los comercializadores que decidan acogerse a la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007 y mantenerse en la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020.

Esto se identificó inicialmente en el caso de la tasa de remuneración de los costos para la recuperación de los saldos acumulados por la aplicación de opción tarifaria desde el 2020 de que trata la Resolución CREG 101\_028 de 2023, la cual era distinta de la tasa de remuneración de saldos de la opción tarifaria vigente en la Resolución CREG 012 de 2020.

De no llevar a cabo este ajuste, se podían presentar arbitrajes ante la diferencia entre tasas generando márgenes que pudieran considerarse como un costo ineficiente en los términos del artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994 por lo que, a efectos de guardar simetría entre ambas resoluciones, se identificó la necesidad de modificar la tasa actualmente reconocida por los saldos acumulados en la variable *SAn,m,i,j*. de la Resolución CREG 012 de 2020.

Ahora, de los eventos expuestos 1.4.2 del presente documento, se advierte que dichas modificaciones a la Resolución CREG 012 de 2020 no han de realizarse únicamente sobre la variable *SAn,m,i,j.* del artículo 2º de la Resolución CREG 012 de 2020, sino igualmente sobre la variable *PV*.

En este sentido, de no llevar a cabo ambos ajustes a la Resolución CREG 012 de 2020, se generarían incentivos negativos a los comercializadores de mantenerse en uno u otro esquema regulatorio para llevar a cabo la recuperación de los saldos acumulados, principalmente, a través de incrementos desmesurados en las tarifas, lo cual igualmente afectaría la eficacia de la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007.

Esta misma situación se presentaría en el caso de no llevar a cabo ningún ajuste a la Resolución CREG 012 de 2020, manteniéndose los problemas descritos en el numeral 2º del Documento CREG 901 037 de 24 de noviembre de 2023, lo cual trae como consecuencia una afectación a los principios establecidos en la Ley 142 de 1994, relacionados con la prestación continúa del servicio en condiciones de eficiencia.

En los numerales 5 y 7 del presente documento se abordan con mayor detalle los elementos que justifican desde el punto de vista jurídico las medidas adoptadas.

### Comparación de alternativas

Es claro que la comparación de alternativas confirma que la relacionada con la intervención regulatoria es la que permite alcanzar los objetivos planteados de evitar el arbitramento entre la tasa de la opción tarifaria respecto de la de la Resolución CREG 101 028 de 2023 y, a la vez, evitar los efectos indeseados en las tarifas. Lo anterior, en el marco de garantizar un aplicación concordante y articulada de ambos escenarios regulatorios, sin que existan incentivos negativos a definir cuál de las alternativas regulatorias vigentes aplica un agente determinado.

## 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, a través de la escala de colores que se describe a continuación, mostrando en color verde las ventajas de la aplicación de determinado criterio, en color amarillo para denotar que existe alguna dificultad en la aplicación de este y en color rojo cuando existen elementos para considerar que es complejo o inconveniente su aplicación.

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

Tabla Evaluación multicriterio de las alternativas.



### No modificar normatividad

Respecto de la primera alternativa, no modificar normatividad, se observan en rojo los primeros dos criterios debido a que el hecho de continuar con la normatividad vigente sin ningún tipo de modificación contribuye a:

1. La diferenciación en el manejo de tasas dispuestas para el manejo de un mismo problema: los saldos originados por la aplicación de la opción tarifaria.
2. El aumento de tarifas por recuperación de saldos de la opción tarifaria sin limitaciones.

Por su parte, respecto del tema de incrementos de saldos, esta opción aparece en verde dado que, en esta alternativa, los aumentos de tarifas contribuyen a no incrementar los saldos, sino que, por el contrario, ayudan a disminuirlos.

### Intervención

Esta alternativa presenta dos criterios favorables, al considerarse que con ella se cumplen con los objetivos correspondientes de homogenización de las tasas de la Resolución CREG 101 028 de 2023 con las de la CREG 012 de 2020, así como se permiten aumentos uniformes de las tarifas del servicio a todos los usuarios del país sin que se supere el IPC durante un año, tiempo en el que se estima que se pueden revisar otros componentes de costo que posiblemente presenten disminuciones tarifarias.

No obstante, se muestra en amarillo en el tema de incrementos de saldos dado que, durante el año en el que se considera un aumento de hasta el 0,9\*IPC es posible que se presenten aumentos de los saldos para aquellos agentes que, pudiendo acogerse al mutuo acuerdo planteado en la Resolución CREG 101\_028 de 2023, no lo hagan.

Se recuerda que de no acogerse al mutuo acuerdo mencionado, se difiere el crecimiento de costos para su posterior recuperación.

# PROPUESTA REGULATORIA

Acorde con los argumentos expuestos, los análisis jurídicos, técnicos y los resultados del análisis multicriterio; se propone implementar la alternativa de intervención regulatoria.

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

## Herramientas jurídicas para implementación de la alternativa propuesta

En cuanto a las herramientas jurídicas para llevar a cabo la aplicación de la alternativa, se deben tener en cuenta las siguientes funciones asignadas a la CREG:

* 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.
* 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.
* El artículo 23 de la Ley 143 de 1994 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.
* El numeral 18 del artículo 14.18 definió la regulación de los servicios públicos domiciliarios, como la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de la ley, por parte de las Comisiones de regulación, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Frente al alcance de dichas funciones y el ejercicio de la regulación, la jurisprudencia constitucional ha precisado que esta debe ser considerada como una forma de intervención estatal en la economía a fin de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y el adecuado funcionamiento del mercado, corrigiendo los errores de un mercado imperfecto, delimitando el ejercicio de la libertad de empresa, promoviendo y preservando la sana y transparente competencia, protegiendo los derechos de los usuarios, así como de evitar el abuso de la posición dominante, entre otras.

Es por esto por lo que las facultades regulatorias previstas, entre otras, en los artículos 73 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, deben sujetarse al cumplimiento de los fines y principios de orden constitucional y legal en materia social y económica[[4]](#footnote-5) previstos en dichas normas, garantizando la efectividad de los principios sociales y el adecuado funcionamiento del mercado.

En este mismo sentido, la jurisprudencia constitucional y administrativa ha brindado elementos en relación con el alcance de dicha atribución, por lo que ha considerado que el ejercicio de esta función regulatoria busca dar cumplimiento a los fines sociales del Estado[[5]](#footnote-6), la corrección de las imperfecciones del mercado[[6]](#footnote-7), así como la satisfacción del interés general[[7]](#footnote-8). Así mismo, se debe considerar que los servicios públicos domiciliarios tienen una relación inescindible entre su prestación eficiente y la efectividad de los derechos fundamentales de las personas, de lo cual se entiende que su prestación ineficiente puede acarrear en la vulneración de un derecho fundamental, ya que su prestación eficiente asegura condiciones de vida digna de todos los habitantes del territorio nacional[[8]](#footnote-9).

En este sentido, la jurisprudencia ha considera que las decisiones regulatorias adoptadas por esta Comisión, incluidas aquellas en materia tarifaria, han de buscar la convergencia entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa, entendidas como la existencia de “*relaciones jurídicas de equilibrio entre usuarios y las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios*”[[9]](#footnote-10).

Por lo tanto, esta convergencia a través de los mecanismos regulatorios debe garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas[[10]](#footnote-11).

Finalmente, la jurisprudencia constitucional ha precisado que la regulación es una actividad continua que comprende el seguimiento de la evolución del sector correspondiente y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados tanto para orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, como para permitir el flujo de actividad socio-económica respectivo. De esto hace parte igualmente el seguimiento del comportamiento de los agentes, a fin de orientar sus actividades dentro de los fines perseguidos en materia de servicios públicos, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994[[11]](#footnote-12).

De acuerdo con esto, la CREG cuenta con competencia para definir reglas en el marco regulatorio que hace parte de la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020, para los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, así como las modificaciones que se hagan a esta.

En el presente caso, estas modificaciones implican un ajuste al artículo 2º de dicho acto administrativo y las variables *SAn,m,i,j*. y *PV[[12]](#footnote-13)* con el fin de:

* Homogenizar la tasa de remuneración de los costos para la recuperación de los saldos acumulados por la opción tarifaria desde el 2020 de que trata la Resolución CREG 101\_028 de 2023 con la tasa de remuneración de saldos de la opción tarifaria vigente en la Resolución CREG 012 de 2020.
* Evitar aumentos en las tarifas de energía eléctrica que superen la inflación durante el próximo año.

Dichas modificaciones tienen el propósito de encontrar un balance en los incentivos entre los comercializadores que decidan acogerse a la modificación de la Resolución CREG 119 de 2007 y mantenerse en la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020, evitando comportamientos indeseables que conlleven a un arbitraje ante la diferencia entre tasas reconocidas en estas resoluciones, generando márgenes que pudieran considerarse como un costo ineficiente en los términos del artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994; así como de que no se vea afectada la eficacia de la primera de estas resoluciones en relación con la forma en que los comercializadores puedan llevar a cabo la recuperación de los saldos acumulados.

Estas modificaciones se consideran acordes con el alcance y finalidad de las funciones regulatorias con las que cuenta la CREG, en el marco de garantizar una continua y adecuada prestación del servicio en condiciones de eficiencia a los usuarios, evitando incrementos desmesurados en las tarifas, garantizando la suficiencia financiera de los comercializadores en relación con la recuperación de los saldos, incluido aquellos eventos donde decidan mantener aplicable el régimen de la Resolución CREG 012 de 2020.

Ejemplo de esto es que frente a esta última modificación (i.e. variable *PV*), con base en lo expuesto en el numeral 1.4.2 del presente documento, las variaciones de las tarifas a partir de octubre de 2023 se presentaron como efecto de la finalización de los acuerdos establecidos en la Resolución CREG 101 031 de 2022 en el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994, así como de no estar vigente esta última resolución, donde el aumento de las tarifas estaba sujeto a la variación del IPC hasta octubre de 2023[[13]](#footnote-14).

Allí se observa que:

* 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 entre la forma en que pueden ser recuperados los saldos de la opción tarifaria, para que los usuarios no sigan viendo enfrentados a aumentos tarifarios desmesurados por este efecto.

Dicho balance ha de ser consistente en las resoluciones CREG 012 de 2020, como en la modificación a la Resolución CREG 119 de 2007, toda vez que, en esta última, la forma como se define y recupera el COT atiende dicho objetivo (i.e. Moderar la presión sobre el CU aplicado a los usuarios por ajustes en la regulación de la opción tarifaria y suavizar los cambios en el CU cuando se aplique la fórmula de recuperación de saldos actuales), donde de no adoptar un ajuste similar en la opción tarifaria de la Resolución CREG 012 de 2020, se advierte un desequilibrio en la aplicación de las resoluciones y en los incentivos que tendrían los comercializadores para mantenerse en un régimen regulatorio o acogerse al otro, en perjuicio de la eficacia de la modificación a la Resolución CREG 119 de 2007.

En este sentido, de mantenerse estas conductas dirigidas a generar variaciones en las tarifas como las mencionadas para los meses de octubre y noviembre de 2023, esto puede traer como consecuencia la afectación en la correcta y debida aplicación de la resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007, toda vez que la misma podría carecer de eficacia jurídica en su aplicación (i.e. entendida como el grado de cumplimiento y aceptación en la sociedad)[[14]](#footnote-15), por lo que los objetivos de: Minimizar altos valores (picos) en el CU cuando se aplique la fórmula de recuperación de saldos de la opción tarifaria actual; evitar alzas excesivas inmediatas en el CU aplicado a los usuarios por ajustes en la regulación de la opción tarifaria; evitar poner en riesgo el saldo acumulado; dar seguridad jurídica a la recuperación del saldo y; posibilitar financiación del saldo para aquellos prestadores que lo requieran, podrían no cumplirse.

De no hacer esta modificación, los comercializadores estarían incentivados en aplicar y mantener el esquema de la Resolución CREG 012 de 2020 tal como está definida actualmente, manteniéndose los efectos en la tarifa expuestos en el numeral 6 del Documento CREG 901 037 de 24 de noviembre de 2023, toda vez que esta última no estaría articulada ni sería concordante con la resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.

Por lo tanto, si bien la decisión de acogerse a esta última por parte de los comercializadores se realiza en el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994, los objetivos que persigue dicha resolución son de interés general y están directamente relacionados con garantizar la prestación continua y eficiente del servicio, por lo que ambas medidas regulatorias han de guardar equilibrio y neutralidad, donde los incentivos para acogerse a la regulación deben buscar estar lo más alineados con finalidad y objetivos perseguidos por parte de la regulación. En relación con esto la jurisprudencia constitucional ha precisado lo siguiente:

*“Los poderes de intervención del Estado en materia de servicios públicos en general llevan aparejados la facultad de restringir las libertades económicas de los particulares que concurren a su prestación. Esta facultad se desprende a su vez de la amplia libertad de configuración de legislador en materia económica y especialmente cuando se trata de la regulación de los servicios públicos, la cual ha sido puesta de relieve por la jurisprudencia constitucional.*

(…)

*La intervención del órgano regulador en ciertos casos supone una restricción de la autonomía privada y de las libertades económicas de los particulares que intervienen en la prestación de los servicios públicos, sin embargo, tal limitación se justifica porque va dirigida a conseguir fines constitucionalmente legítimos y se realiza dentro del marco fijado por la ley.*

*La intervención estatal en el ámbito de la autonomía de la voluntad privada y de las libertades económicas no tiene que hacerse directamente por medio de la ley, pues precisamente el artículo 334 constitucional señala que el Estado intervendrá ‘por mandato de la ley (…) en los servicios públicos y privados’, en esa medida corresponde a la ley definir las finalidades, los instrumentos y las facultades de la intervención del órgano regulador.”[[15]](#footnote-16)*

De acuerdo con lo expuesto, la Comisión identifica que la Resolución CREG 012 de 2020 debe estar articulada y debe ser consistente con los fines y objetivos perseguidos con la resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007; por lo que su aplicación ha de ser equilibrada, evitando que esta última pierda eficacia por la existencia de posibles incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores.

Esto permite concluir que los ajustes a la Resolución CREG 012 de 2020 en su artículo 12 y las variables mencionadas se enmarcan dentro las funciones regulatorias de la CREG en el marco de las leyes 142 y 143 de 1994, persiguen fines y objetivos legítimos en el marco de la prestación del servicio público domiciliario previstos en el artículo 370 constitucional y en la Ley 142 de 1994, ajustándose a los lineamientos que orientan dicha función regulatoria, como lo son el de garantizar: i) la efectividad de los principios del Estado social de derecho; ii) corregir las fallas del mercado para el buen funcionamiento del mismo, generadas entre otras por externalidades, la ausencia de información perfecta, los monopolios naturales y las barreras de entrada o de salida, competencia destructiva; iii) orientar el interés privado al desarrollo de funciones socialmente apreciadas; iv) que los órganos de regulación han de ejercer sus competencias con miras a alcanzar los fines que justifican su existencia en un mercado inscrito dentro de un Estado social y democrático de derecho; v) promover la competencia, proteger los derechos de los usuarios o evitar el abuso de la posición dominante.

Es por esto por lo 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, garantizando una concordancia en la aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020, con la modificación a la Resolución CREG 119 de 2007.

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

En este apartado se encuentra una reseña de los posibles impactos de lo propuesto en el proyecto de resolución CREG 701 023 de 2023 puesto a consulta pública y de la propuesta en cuanto a la limitación en el crecimiento de tarifas durante doce meses.

## 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) los ingresos adicionales causados por la aplicación diferencial de tasas.

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:

1. porcentaje de variación mensual de 1,5%,
2. tasa anual del 7,8%,
3. se mantiene el valor de los componentes del CU de mayo de 2022,
4. 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
5. 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 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 observa 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 Efectos en la senda del CU por pérdida de demanda



En la siguiente gráfica se presenta una estimación de la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado para el mercado de la Electrificadora 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 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 Efectos en la senda del CU por pérdida de demanda



Finalmente, se comenta que el impacto generado por la aplicación de tasas diferenciales estará en función de las tasas de los créditos obtenidos para la financiación de los saldos y su diferencia contra los establecidos en la Resolución CREG 012 de 2020, por supuesto ponderados por el monto adquirido.

## Impacto opción de intervención

Nuevamente los impactos de esta opción se dividen en los principales tópicos revisados en este documento.

En primera medida, al igualar las tasas para el reconocimiento de los saldos acumulados establecidas en las resoluciones CREG 012 de 2020 y CREG 101\_028 de 2023, el impacto es igual a cero por cuanto no existirá ninguna motivación para aplicar un sistema u otro por efecto de una diferencia en esto, lo cual es importante para ratificar la independencia que debe tener el agente al momento de decidir sobre el mutuo acuerdo planteado.

Por su parte, se asegura que durante los próximos doces meses el impacto de la variación de las tarifas no supere el IPC, lo que permite tener una ventana de tiempo requerida para la revisión de otros componentes de costo que puedan contribuir con una disminución de las tarifas.

Adicional a lo anterior, el impacto de la acumulación de saldos se encontrará en función de la cantidad de comercializadores que no se acojan al mutuo acuerdo de que trata la Resolución CREG 101\_028 de 2023:

* En el caso extremo en el que todos los comercializadores se acojan al mutuo acuerdo, el impacto de este aspecto de acumulación de saldos será igual a cero, dado que ya no existirá acumulación de saldos por este motivo (siempre y cuando no se inicien nuevas opciones tarifarias)
* En el otro extremo, en el que ninguno de los comercializadores se acoja al mutuo acuerdo, el crecimiento de los saldos podrá alcanzar los niveles de crecimiento promedio de alrededor de $70.000 millones de pesos mensuales (crecimiento promedio registrado durante el último año).

# CONSULTA PÚBLICA

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 de esta última resolución, se debe tener en cuenta que el mismo corresponde al que se definió en el proyecto de Resolución CREG 701 023 de 2023, atendiendo las razones y motivaciones que se manifestaron para la aplicación de la excepción prevista en el numeral 1o 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”.

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 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:



# ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y MODIFICACIONES REALIZADAS

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

A partir de lo consignado en dicho Anexo, se considera que se han atendido todas las inquietudes planteadas 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 del proyecto de la resolución CREG 701 023A de 2023 en los siguientes temas:

* Cambios en la tasa reconocida para incluir otras fuentes de créditos distintas a Findeter.
* Limitación a la variación del costo unitario de prestación del servicio aplicado.

A continuación, se detallan los cambios mencionados.

**Cambios en la 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 préstamo, 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.

**Limitación a la variación del costo unitario de prestación del servicio aplicado**

De acuerdo con los comentarios realizados, es necesario mantener la alternativa para que los comercializadores puedan aplicar opciones tarifarias de forma efectiva, como ha ocurrido en el pasado, en el que varios de ellos han logrado recuperar los saldos sin un impacto significativo en el CU aplicado a los usuarios. No obstante, ante los incrementos presentados en varios mercados de comercialización es necesario que dichas opciones tarifarias permitan un balance entre la recuperación de saldo por parte del comercializador con los incrementos percibidos por los usuarios y, en ese sentido, se establece un porcentaje de variación máximo correspondiente al 90% del Índice de Precios al Consumidor.

En los numerales 4.3 y 5.1 del presente documento se han expuesto las justificaciones que sustentan las anteriores modificaciones a la propuesta regulatoria. Adicionalmente, se considera que estas modificaciones guardan una correspondencia lógica entre la propuesta regulatoria desarrollada en el proyecto CREG 701 023 A de 2023, toda vez que implican una modificación a las materias ya contenidas en las disposiciones de la Resolución CREG 012 de 2020, relativas a la opción tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica (i.e. de las cuales hacen parte las variables relativas al *SAn,m,i,j*. y el *PV*), así como también, tienen una relación de conexidad con la Resolución CREG 101 028 de 2023, con respecto a la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores, a efectos de que esta última no se vea afectada y pueda ser aplicada de manera correcta por parte de los agentes.

En este sentido, la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020 permiten lograr una correcta y debida aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023, evitando incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables (i.e. independientemente de que los agentes comercializadores decidan acogerse a la Resolución CREG 101 028 de 2023 o mantener la aplicación de la Resolución CREG 012 de 2020), así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria.

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 | 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. |
| E2023017874\_CELSIA | Sugerimos que el valor de la tasa mensual para recuperación, rOTm,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 rOTm,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. |
| 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. |
| E2023017828\_ENEL | 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.  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 | 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. |
| E2023017834\_CAC | Sugerimos que el valor de la tasa mensual para recuperación, rOTm,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 | 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. |
| E2023017859\_EEP | La tasa mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria rOTm,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 ROTm,i,j, es un valor máximo y el comercializador podrá cobrar valores inferiores. |
| 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. |

|  |
| --- |
| 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 l 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”[[16]](#footnote-17), “Cartilla para el Ejercicio de la Abogacía de la Competencia: Revisión de Proyectos de Regulación Estatal”[[17]](#footnote-18), “Guía para la Elaboración de los Estudios Técnico-Económicos en el Marco del Trámite de Abogacía de la Competencia”[[18]](#footnote-19), 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 012 de 2020”** |
| **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 de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, no implican el otorgamiento de un derecho exclusivo a los comercializadores para el desarrollo de su actividad, no genera efectos o incentiva conductas monopólicas en la actividad de comercialización de energía eléctrica o genera efectos o problemas de poder de mercado.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | La actividad de comercialización se desarrolla en competencia y la misma no se ve afectada a través de la propuesta regulatoria. |
| 1.2 | Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta. |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, no establecen requisitos mínimos para desarrollar alguna actividad o algún tipo de permiso o autorización dentro de la actividad de comercialización de energía eléctrica. Esto está restringido por la misma Ley 142 de 1994.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | La medida regulatoria no afecta la forma como se desarrolla la actividad de comercialización por parte de los agentes.  . |
| 1.3 | Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio. |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, 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.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta. |
| 1.4 | Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas. |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, no genera asimetrías, disparidades ni favorecimientos a algunos agentes en específico, toda vez que el ajuste a las variables es aplicable de la misma forma para cualquier comercializador, no es un costo asumido por los comercializadores para realizar previamente su actividad o dejarla de realizar.  Así mismo, el ajuste a las variables 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.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta. |
| 1.5 | Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión. |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, no genera 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.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta. |
| 1.6 | Incrementa de manera significativa los costos: |  | X | 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.  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. |
| 1.6.1 | Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020 no han de considerarse costos de entrada ni de salida, toda vez que estas variables, además de no tener esta naturaleza, no son asumidas por los comercializadores para iniciar el ejercicio de la actividad o dejar de competir en un mercado en que pretendan desarrollar su actividad. Su aplicación es homogénea para todos los comercializadores que lo hagan, estén o no presentes en un mercado de comercialización.  Así mismo, el ajuste a las variables 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.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta. |
| 1.6.2 | Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados. |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020 no han de considerarse costos de entrada ni de salida, toda vez que estas variables, además de no tener esta naturaleza, no son asumidas por los comercializadores para iniciar el ejercicio de la actividad o dejar de competir en un mercado en que pretendan desarrollar su actividad. Su aplicación es homogénea para todos los comercializadores que estén presentes en un mercado de comercialización.  Así mismo, el ajuste a las variables no genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta. |
| 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 | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  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.  Se considera que la influencia de los precios se daría en la medida que la regulación de la Resolución CREG 012 de 2020 no permitiera recuperar el valor del CU calculado frente al CU aplicado, es decir, que se generara una diferencia entre estos de valores, lo cual trajera como consecuencia un valor del saldo acumulado pendiente de recuperar, toda vez que habría costos del CU que no se cobrarían por parte de los comercializadores.  Se considera que no se producen efectos en las tarifas del servicio público de energía eléctrica, entendidas como una influencia en los precios, en la medida que se mantenga que el valor del CU aplicado va a ser posteriormente recuperado por parte del comercializador, igualando en algún momento el valor del CU calculado, teniendo como consecuencia la desaparición del saldo acumulado existente.  En este sentido, la aplicación de la opción tarifaria genera un efecto diferente al control o influencia que corresponde al diferimiento de las tarifas, el cual corresponde al mencionado en los apartes anterior (i.e. eliminación del saldo acumulado generado en un período de tiempo a partir de que se iguala el valor del CU aplicado frente al CU calculado).  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020 no generan los efectos anteriormente mencionados, de la misma forma que no genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes en los mercados de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Se considera igualmente, que el control de precios ya existe y se dió a partir 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.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020 buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria  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 medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, 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.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización, ni se genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes en los mercados de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria | No se identifican observaciones adicionales a las expuestas en la explicación que da respuesta a la pregunta. |
| 2.3 | Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos. |  | X | La medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, 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 identifica un efecto que desestimule de manera eficiente la diversificación de los mercados de comercialización.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización, ni se genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes en los mercados de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria | 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 medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, no genera asimetrías, disparidades o favorecimientos en contra o a favor de comercializadores. La aplicación de la norma y las variables ajustadas es igual para todos los agentes comercializadores en los mercados de comercialización existentes que no se acojan a la propuesta regulatoria que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización, ni se genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes en los mercados de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria | 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 medida regulatoria de la presente resolución y las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 012 de 2020, buscan lograr una correcta y debida aplicación de la propuesta de la Resolución CREG 701 023 de 2023, entre otras garantizando la eficacia de esta última.  Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, no genera asimetrías, disparidades o favorecimientos en contra o a favor de comercializadores. La aplicación de la norma y las variables ajustadas es igual para todos los agentes comercializadores en los mercados de comercialización existentes que no se acojan a la propuesta regulatoria que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Cualquier comercializador puede en ejercicio de la libre competencia participar dentro de cualquier mercado de comercialización, ni se genera un efecto de reducción en el tiempo del número de participantes en los mercados de comercialización.  Los ajustes realizados buscan que la aplicación de la Resolución 012 de 2012, se realice de manera consistente y concordante con la Resolución que modifica la Resolución CREG 119 de 2007.  Dichos ajustes buscan evitar incentivos negativos en relación con la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores en la medida que decidan no acogerse a la Resolución CREG 119 de 2007, sin que para esto se presenten incrementos desmesurados en las tarifas, como el traslado de costos que se puedan considerar ineficientes a través de un posible arbitraje de las tasas de interés aplicables, así como de garantizar la suficiencia financiera en la aplicación del mecanismo propuesto para la recuperación de los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria. | 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 | Los ajustes a las variables *SAn,m,i,j.* y *PV* de la Resolución CREG 012 de 2020, 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. |
| 3ª. | ¿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. | 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 mencionados[[19]](#footnote-20), 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 regulación vigente en materia de Opción Tarifaria para el servicio público domiciliario de energía eléctrica, establecida en la Resolución CREG 012 de 2020.

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.

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*”. [↑](#footnote-ref-2)
2. Ponderado con base en las ventas de cada mercado de comercialización [↑](#footnote-ref-3)
3. Sin considerar el efecto del saldo efectuado por la variable *Ajm,i* en el cálculo del costo de generación. [↑](#footnote-ref-4)
4. Ver entre otras las sentencias de la H. Corte Constitucional C-150 de 2003, C-1162 de 2000, C-186 de 2011. [↑](#footnote-ref-5)
5. Corte Constitucional, Sentencia C-075 de 2006. [↑](#footnote-ref-6)
6. Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003, C-1120-05 Consejo de Estado, Sala de lo contencioso administrativo, Sección primera, Consejero ponente: doctor: Rafael E. Ostau de Lafont Pianeta, Bogotá, D.C., treinta (30) de abril de dos mil nueve (2009), Núm. Rad.: 11001 032400020040012301 [↑](#footnote-ref-7)
7. Corte Constitucional, Sentencia SU-2010 de 2008. [↑](#footnote-ref-8)
8. Estos mecanismos de intervención en el mercado de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por parte de las comisiones de regulación, consagrados en las leyes 142 y 143 de 1994, han de considerarse entonces como mecanismos de racionalidad diseñados por el legislador, los cuales se encuentran constitucionalmente protegidos y cuyo uso está dirigido al cumplimiento de estos fines y objetivos. [↑](#footnote-ref-9)
9. Corte Constitucional, Sentencia C- 075 de 2006 [↑](#footnote-ref-10)
10. Adicionalmente de lo expuesto por parte de la Corte Constitucional en Sentencia C-353 de 2006, se debe tener en cuenta que como antecedente en relación con la aplicación de las normas en materia de servicios públicos domiciliarios y el ejercicio de las facultades regulatorias que ejercen las comisiones de regulación de acuerdo con las siguientes consideraciones expuestas por parte de la Corte Constitucional en sentencia C-150 de 2003. [↑](#footnote-ref-11)
11. Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003. [↑](#footnote-ref-12)
12. En relación con esto, se debe precisar que la variable PV prevista desde el inicio de la expedición de la regulación en materia de la opción tarifaria para el servicio público domiciliario de energía eléctrica con la expedición de la Resolución CREG 012 de 2020, ha tenido como finalidad evitar que la aplicación de una opción se extendiera demasiado en el tiempo, como permitir que los comercializadores lleven a cabo una recuperación razonable de estos saldos. Lo anterior, sin perjuicio de la afectación de estos objetivos presentadas en virtud de la aplicación de opción tarifaria obligatoria por COVID y el aumento de costo unitario del servicio por causa de variaciones en el IPP y el IPC. [↑](#footnote-ref-13)
13. El artículo 1 de la Resolución CREG 101 031 de 2002, modificatorio del artículo 3 de la Resolución CREG 101 027 de 2022, establecía en su literal a:

    “*Para el cálculo de las tarifas correspondientes a los meses entre diciembre de 2022 y septiembre de 2023, el valor máximo de la variable PV es el de la variación mensual del Índice de Precios al Consumidor, IPC, del mes anterior al del cálculo.*

    *Para el comercializador integrado con el operador de red que se acoja a lo dispuesto en el artículo 4 de la presente resolución, el valor máximo de la variable PV, para los meses entre diciembre de 2022 y septiembre de 2023, es el de la variación mensual del Índice de Precios al Consumidor, IPC, del mes anterior al del cálculo, más 0,3%.”* [↑](#footnote-ref-14)
14. HART H.L.A. El concepto de derecho, 2012. [↑](#footnote-ref-15)
15. Corte Constitucional, Sentencia C-186 de 2011. [↑](#footnote-ref-16)
16. chrome extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.oecd.org/daf/competition/98765433.pdf [↑](#footnote-ref-17)
17. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/cartillaabogacia.pdf [↑](#footnote-ref-18)
18. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/2021/Versi%C3%B3n%202\_0\_%20Gu%C3%ADa%20elaboraci%C3%B3n%20estudios%20t%C3%A9cnico-econ%C3%B3micos%20-%20con%20cambios%20Superintendente.pdf [↑](#footnote-ref-19)
19. “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". [↑](#footnote-ref-20)