

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aaaa):	25/06/2024
Proyecto de Resolución:	“Por la cual se adoptan medidas para la reducción de tarifas a los usuarios regulados del servicio de energía eléctrica”

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN

1.1. Antecedentes

1.1.1. Aplicación de Opción Tarifaria

Según lo dispuesto en la Ley 142 de 1994¹, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) elaboró la metodología para el cálculo de la tarifa por unidad de consumo que aplican las empresas prestadoras del servicio. La regulación establecida para tal fin se encuentra contenida en la Resolución CREG 119 de 2007² y sus modificaciones. La tarifa se denomina costo unitario de prestación del servicio.

El costo unitario de prestación del servicio (CU) tiene una componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y una componente fija, expresada en \$/factura, según se indica a continuación:

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

$$CUf_{m,j} = \beta \times Cf_{m,j}$$

Cada una de las componentes varía mensualmente y se define como se indica a continuación:

¹ Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.

² Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minero

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Tabla 1 Componentes costo unitario de prestación del servicio

Componente	Definición	Explicación
$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh- pesos por kilovatio- hora) para el mes m, del Comercializador Minorista.	Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador, bien en el mercado diario "spot" denominado la bolsa de energía, en contratos a largo plazo con generadores u otros comercializadores, o como una combinación de ambas opciones.
T_m	Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, STN, (\$/kWh) para el mes m determinado	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las Redes de Transmisión Regional (STR).
$D_{n,m}$	Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los niveles de tensión son 1, 2, 3 y 4. En general, los usuarios residenciales están conectados al nivel 1.	Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través de los STR y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Estos valores se definen por la CREG para cada empresa distribuidora.
$Cv_{n,m,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista, expresado en (\$/kWh).	Remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como el margen de la actividad, 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 los costos de atención comercial del usuario. Esta actividad puede ser desarrollada por el distribuidor o por un comercializador puro.
$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del Comercializador Minorista	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden tanto en el STN como en los STR y SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por Mercado de Comercialización.
$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m.	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minero

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Fuente: (CREG, 2023)

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 89 de la Ley 142 de 1994, las tarifas del servicio son el resultado de la aplicación del esquema de solidaridad y redistribución del ingreso sobre el CU.

Como se indica en el Documento CREG 901 037 de 2023 (CREG, 2023) “(...) 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”

Mensualmente, la tarifa de energía eléctrica tiene variaciones ocasionadas por los cambios en los índices de precios, los cambios en la hidrología, entre otros. Ante cambios relevantes en el CU, es posible generar incomodidad en los usuarios o repercusiones en el recaudo de los ingresos necesarios para la operación del agente. Para mitigar el efecto de las fuertes variaciones, la CREG creó el mecanismo de la opción tarifaria, buscando moderar el efecto de estas variaciones, como se describe a continuación:

“(...) 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

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

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” (CREG, 2023)

La opción tarifaria de aplicación voluntaria fue reglamentada por la CREG mediante la Resolución CREG 168 de 2008³.

Mediante la Resolución CREG 012 de 2020, se actualizó la Resolución CREG 168 de 2008, se mantuvo la metodología de acumulación y pago de saldos y se efectuaron algunas precisiones y ajustes para la aplicación de nuevas opciones tarifarias a partir del año 2021. Adicionalmente, los comercializadores podían incrementar gradualmente el CU aplicado hasta alcanzar el valor calculado con la Resolución CREG 119 de 2007. Para los mercados en los que el valor del CU aplicado con la opción tarifaria se iguala al valor del CU calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, el comercializador podía incluir en el CU a cobrar a los usuarios, un valor adicional asociado con el pago del saldo acumulado existente en dicho mercado

Mediante el Decreto Legislativo 517 del 4 de abril de 2020 se dictaron disposiciones en materia de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado por el Decreto 417 de 2020 ocasionado por la pandemia causada por el COVID 19.

En esta misma línea, el artículo 3o del Decreto Legislativo 517 de 2020 dispuso que, mientras permanezca vigente la declaratoria de Emergencia Sanitaria por parte del Ministerio de Salud y Protección Social, la Comisión

³ 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.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

de Regulación de Energía y Gas (CREG), podrá adoptar en forma transitoria esquemas especiales para diferir el pago de las facturas emitidas, así como adoptar de manera transitoria todas aquellas medidas, disposiciones tarifarias y regímenes regulatorios especiales que considere necesarios, inclusive lo relacionado con el aporte voluntario de que trata dicho decreto, con el fin de mitigar los efectos del estado de emergencia económica, social y ecológica sobre los usuarios y los agentes de la cadena de la prestación de los servicios de energía eléctrica, gas combustible y sus actividades complementarias.

Con fundamento en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 058 del 14 de abril de 2020⁴, la cual fue modificada y adicionada por la Resolución CREG 064 del 21 de abril de 2020⁵. En las citadas resoluciones se establecieron medidas y plazos teniendo en cuenta la vigencia de la emergencia sanitaria declarada en la Resolución 385 de 2020 declarada por el Ministerio de Salud y Protección Social. Se destaca que, esta opción se aplicó de forma obligatoria.

De esta misma manera, la CREG expidió la Resolución CREG 152 de 2020⁶. El artículo 3 de la resolución en mención establece lo siguiente:

“(...) ARTÍCULO 3o. APLICACIÓN DE LA OPCIÓN TARIFARIA. El artículo 12 de la Resolución CREG 058 de 2020, modificada y adicionada por las resoluciones CREG 064 y 108 de 2020, quedará así:

Artículo 12. Aplicación de la opción tarifaria. A partir de la expedición de la presente resolución y hasta dos (2) meses después del 30 de mayo de 2020 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.

⁴ Por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica.

⁵ Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 058 de 2020, por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica

⁶ Por la cual se modifican algunas medidas para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica establecidas en la Resolución CREG 058 de 2020 y se modifica la Resolución CREG 118 de 2020

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Para la aplicación de la opción tarifaria se deberá utilizar la variable PV de la siguiente manera: i) PV con un valor igual a cero (0) desde la expedición de la presente resolución hasta el 30 de noviembre de 2020, ii) PV con un valor mayor que cero (0) y menor que 0.6% después del 30 de noviembre de 2020 y hasta el 30 de enero de 2021 y iii) PV con las condiciones definidas en la Resolución CREG 012 de 2020 después del 30 de enero de 2021.

Los comercializadores que a la fecha de expedición de la presente resolución estén aplicando la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020, deberán utilizar la variable PV de la misma manera señalada en el párrafo anterior.

PARÁGRAFO. La información relacionada con la aplicación de la opción tarifaria deberá ser informada al usuario con la factura y en la página web del comercializador. (...)”

Desde junio de 2021, se dio inicio a la aplicación del 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. amparado en el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 y su reglamentación⁷.

Que, la aplicación de la opción tarifaria se vio afectada con posterioridad por una serie de eventos económicos y de mercado, derivados principalmente de la pandemia y el comportamiento de los índices de precios y sus variaciones. Muestra de ello es que durante el periodo 2017-2019 la variación del Índice de Precios al Productor (IPP) que se emplea para actualizar aproximadamente el 85% del CU, registró un promedio de incremento anual del 3%, sin embargo, a partir de diciembre de 2020, tuvo un comportamiento atípico, generando un incremento significativo en el componente CU de la tarifa.

Adicionalmente, a partir segundo semestre de 2021 los índices de precios se incrementaron de forma considerable. Como se indica en (CREG, 2023):

⁷ Decreto MME 1645 de 2019, Resolución MME 40272 de 2020, Resolución CREG 188 de 2020 y Resolución CREG 010 de 2020.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

“(...) 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”

En respuesta a estas variaciones del IPP, se expidieron las resoluciones CREG 101 027 de 2022⁸, 101 028 de 2022⁹, 101 029 de 2022¹⁰ y 101 031 de 2022¹¹; que buscaban permitir el cambio de IPP para el cálculo de componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, adoptar medidas transitorias para ajustar los precios e indexadores de contratos de energía de largo plazo y diferir las obligaciones de pago de los comercializadores, entre otras.

Con la expedición de la Resolución CREG 101 027 de 2022, la CREG también ajustó aspectos relacionados con la aplicación del porcentaje de variación mensual previsto en la metodología de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020.

En noviembre de 2023, buscando reducir progresivamente el saldo derivado de la opción tarifaria, y moderar la presión sobre el CU aplicado a los usuarios por ajustes en la regulación de la opción tarifaria (CREG, 2023), la CREG expidió la Resolución CREG 101 028 de 2023¹². Mediante esta resolución, se calcula un costo de mercado a ser incluido en el costo de comercialización de todos los usuarios en un mismo mercado independientemente del prestador del servicio que lo atienda a partir del saldo acumulado del mercado de comercialización. Este costo es

⁸ Por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones

⁹ Por la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, y CREG 062 de 2000 y se establecen otras disposiciones.

¹⁰ Por la cual se adoptan medidas transitorias para ajustar los precios e indexadores de contratos de energía de largo plazo y diferir las obligaciones de pago de los comercializadores

¹¹ Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 101 027 y 101 029 de 2022.

¹² Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

trasladado mediante la componente de comercialización de energía eléctrica.

Ahora bien, con el fin de atender la situación descrita en el considerando anterior, el artículo 88 de la Ley 2342 de 2023, autorizó una operación de crédito directo a la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. (FINDETER), en los siguientes términos:

“La Financiera de Desarrollo Territorial S A. (Findeter) estructurará previa verificación de la Superintendencia Financiera de Colombia el cumplimiento de los requisitos para la administración y gestión de los sistemas integrales de riesgos, otorgar crédito directo, con o sin tasa compensada, a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Que, en cumplimiento de lo señalado en la Ley 2342 de 2023, fue expedido el Decreto 268 de 2024, mediante el cual se creó una línea de crédito directo con tasa compensada de hasta un (1.0) billón de pesos, 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 CREG.

Que, pese a que el otorgamiento de créditos por parte de FINDETER ha brindado cierta liquidez empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, los usuarios regulados de los estratos 1, 2 y 3 continúan asumiendo aumentos en el componente CU de la tarifa, como consecuencia de la aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023.

Que, este Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con la función otorgada por numeral 3 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, de “formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica”, y ante la necesidad de establecer medidas que mitiguen la carga tarifaria que recae en los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, desarrolló mesas de trabajo con diferentes actores del mercado de energía, agremiaciones y representantes de los usuarios, con el fin de abordar y generar alternativas y definir las políticas en relación con el marco normativo de tarifas de energía eléctrica.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Que, los agentes participantes en las mesas de trabajo, presentaron y discutieron propuestas para aliviar la situación tarifaria, especialmente en la región Caribe, donde se concentra el mayor problema de alza en el costo de la energía. Dentro de dichas propuestas están las medidas fijadas en esta resolución.

Que conforme a lo expuesto, esta cartera considera conveniente expedir los lineamientos de política pública, encaminados a la reducción de tarifas para el sector eléctrico, considerando a los usuarios vulnerables de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica, ubicados en las áreas especiales del país, definidas en el artículo 2.2.3.1.2 del Decreto Único Reglamentario (DUR) del Ministerio de Minas y Energía 1073 de 2015, así como los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.2.30.4. del Decreto 1074 de 2015, la propuesta normativa no se remitirá a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para obtener concepto de abogacía de la competencia, ya que las medidas a implementar por medio del presente acto administrativo no afectan la libre competencia de las empresas.

1.1.2. Valores Acumulados de la Opción Tarifaria

Con base a lo reglamentado por la CREG en la relación con la aplicación de la Opción Tarifaria, a noviembre del 2023 los comercializadores tenían saldos acumulados alrededor de 5 billones de acuerdo con la última información certificada en el Sistema Único de Información (SUI) a través del Formato T6. Opción Tarifaria de la Resolución SSPD 20212200012515 del 2021¹³.

A abril de 2024, tras la aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023, y de acuerdo con la información solicitada por el Ministerio de Minas y

¹³ Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información (SUI) aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Energía a cada comercializador, se calculó que la deuda del saldo de la opción tarifaria era alrededor de 4,5 billones.

El detalle por agente comercializador se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2 Saldo Acumulado Opción Tarifaria

Empresa	Saldo Acumulado (\$)	
	nov-23	abr-24
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	1.536.592.573.068	1.595.907.970.022
AIR-E S.A.S. E.S.P.	868.872.114.886	663.909.546.789
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	706.767.455.812	665.266.846.538
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	456.790.901.869	421.492.624.140
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	378.847.393.439	253.624.301.705
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	179.621.220.370	154.673.828.652
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO	144.959.149.598	119.662.111.299
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	137.275.779.005	111.641.060.565
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	100.276.913.303	97.084.491.287
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	94.347.593.909	90.959.714.634
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	70.767.021.094	60.749.006.901
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	67.004.841.314	36.591.606.995

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	61.273.616.684	53.984.720.837
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	59.744.612.971	39.529.465.804
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	44.602.200.527	39.995.657.784
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	16.820.911.789	12.805.047.392
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	6.465.865.939	2.411.994.507
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	6.176.107.168	2.654.748.306
QI ENERGY SAS ESP	4.620.533.606	2.647.796.140
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	3.703.850.998	4.018.312.088
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP	322.932.197	319.201.741
RUITOQUE S.A. E.S.P.	279.762.465	23.541.241
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	21.889.351.147	23.524.387.215
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	6.481.290	6.481.290
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	14.247.188.648	15.244.464.440
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	453.333.334	453.333.334
VATIA S.A. E.S.P.	43.283.567.708	26.897.012.402
TOTAL	5.026.013.274.138	4.496.079.274.048

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Información Agentes

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

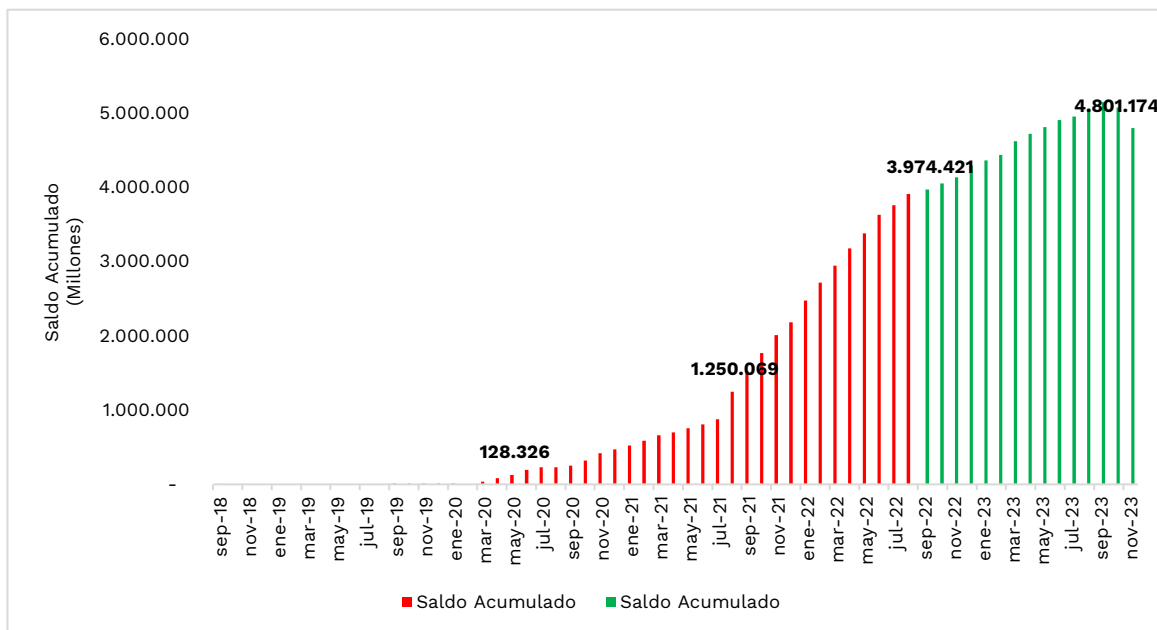
GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Ahora bien, En la gráfica No 1 se visualiza como fue la evolución de los saldos acumulados por la aplicación de la opción de tarifaria, observando que el mayor crecimiento de estos saldos fue entre los meses de julio del 2021 y julio del 2022 donde se evidenció un crecimiento del 213%.

Gráfica 1 - Evolución de los Saldos de Opción Tarifaria



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

En la Tabla 3 se presenta el valor estimado del total del saldo de opción tarifaria desagregado por estrato, calculo que se realizó de acuerdo con las ventas reportadas por las empresas al SUI. Se estima que el estrato 1 tiene el 28% de participación en los saldos pendientes por pagar a los comercializadores, mientras que el estimado para el estrato 2 acumula el 19%.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Tabla 3 Saldo opción tarifaria estimado por estrato

Estrato	Saldo Acumulado (\$)
Estrato 1	1.274.500.899.315
Estrato 2	872.576.720.731
Estrato 3	482.821.364.138
Estrato 4	205.064.013.297
Estrato 5	94.881.898.539
Estrato 6	88.073.991.950
Comercial	978.147.576.069
Industrial	279.145.241.596
Oficial	164.978.837.652
Alumbrado Publico	45.824.713.081
Especial Asistencial	1.682.840
Provisional	10.062.334.838
TOTAL	4.496.079.274.048

Fuente: Información Agentes

En el Anexo A de este documento se presenta el detalle de los saldos estimados por estratos para cada comercializador.

Como se mencionó, tras la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la recuperación del saldo de la opción tarifaria se traslada al usuario a través de la componente de comercialización en la variable costo asociado con la recuperación de la opción tarifaria (COT). Con los datos de costo unitario de prestación del servicio (CU) y la información de COT publicada por el Comité Asesor de Comercialización (CAC)¹⁴ resultante de aplicar el procedimiento publicado en la Circular CREG 94 de 2023, se tiene que para los comercializadores incumbentes a corte marzo de 2024, el COT

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

representa entre el 3% y 17% del valor del CU en el nivel de tensión 1, como se muestra a continuación.

Tabla 4 Participación del COT en el CU

Empresa	Gm	Tm	PR	Dt / DtUN	Cv	Rm	CUv	COT	% COT
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	377,76	57,43	71,40	282,04	214,07	5,75	1.008,46	47,96	4,8%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	343,55	57,43	65,87	282,04	171,19	6,70	926,78	53,45	5,8%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	343,89	57,43	95,39	268,05	186,84	6,70	958,30	90,27	9,4%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	375,07	57,43	84,77	293,48	134,99	7,01	952,75	53,21	5,6%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	333,63	57,43	60,31	282,04	157,75	6,66	897,82	76,90	8,6%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	340,28	57,43	64,39	293,48	178,06	6,76	940,42	71,73	7,6%
CODENSA S.A. E.S.P.	375,51	57,43	72,02	268,05	102,18	7,10	882,30	31,59	3,6%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.	377,81	57,43	81,66	268,05	145,23	6,47	936,66	27,27	2,9%
EMPRESA DE ENERGÍA DE QUINDÍO S.A. E.S.P.	371,80	57,43	68,74	293,48	185,08	6,24	982,78	87,59	8,9%
AIR-E S.A.S. E.S.P.	377,18	57,43	211,08	202,47	354,03	9,10	1.211,29	208,27	17,2%

¹⁴ <http://www.cac.org.co/>

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	375,42	57,43	198,61	228,62	226,37	9,19	1.095,64	85,67	7,8%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	371,11	57,43	72,46	258,23	168,95	6,13	933,33	30,99	3,3%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	379,53	57,43	78,29	268,05	193,03	7,17	983,50	69,66	7,1%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	392,64	57,43	103,70	282,04	170,47	7,01	1.013,30	96,24	9,5%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	385,94	57,43	69,47	258,23	129,67	7,68	908,42	35,78	3,9%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	385,47	57,43	89,05	258,23	103,80	6,84	900,82	26,39	2,9%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	294,88	57,43	45,02	196,38	187,08	5,81	786,61	21,38	2,7%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	343,92	57,43	69,78	293,48	113,38	6,21	884,21	46,38	5,2%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	376,01	57,43	80,25	293,48	122,66	7,08	936,92	40,49	4,3%

Fuente: Información Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - CAC

1.2. Evolución de los indexadores

Adicionalmente, los precios y tarifas que se utilizan en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica son indexados con base en indexadores que describen el comportamiento macroeconómico del país. Por ejemplo, para los precios de los contratos de largo plazo que suscriben los agentes generadores y comercializadoras del mercado de energía mayorista, es comúnmente utilizado el Índice de Precios al Productor como

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Mineroenergía

GJ-F-47

11-08-2023

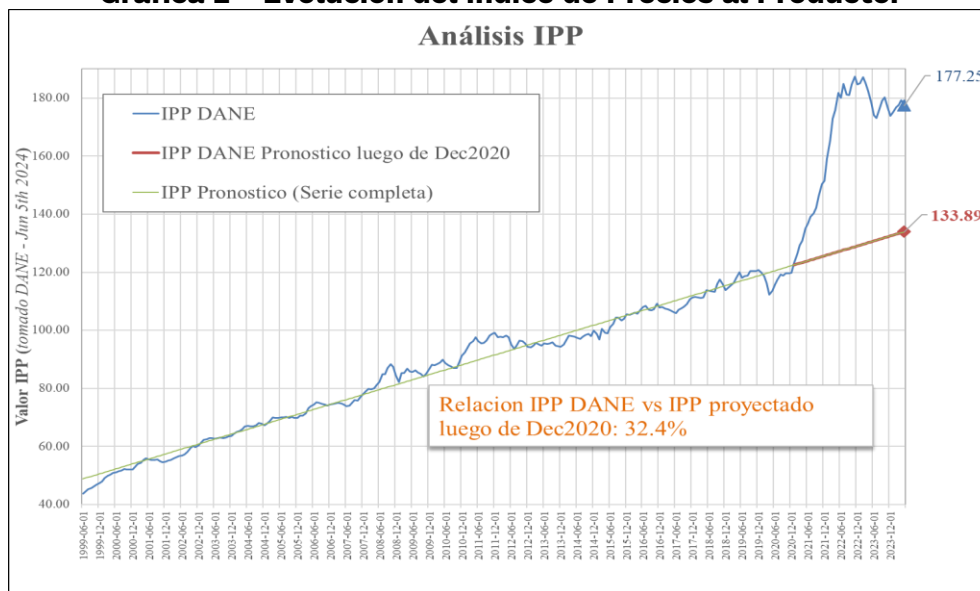
V-1

métrica de indexación. Este mismo indexador es empleado en la indexación de diferentes tarifas tales como el costo por kilovatio hora del Fondo de Apoyo para Zonas No Interconectadas, los cargos de remuneración de transportes de energía de activos de uso del sistema de transmisión, entre otros.

Cómo se mencionó con anterioridad en este documento, hubo diferentes variables del sector energético, que se vieron afectados por una serie de eventos económicos y de mercado, derivados principalmente de la pandemia y el comportamiento de los índices de precios y sus variaciones. Considerando que, durante el periodo 2017-2019 la variación del Índice de Precios al Productor (IPP) que se emplea para actualizar aproximadamente el 85% del CU, registró un promedio de incremento anual del 3%, sin embargo, a partir de diciembre de 2020, tuvo un comportamiento atípico, generando un incremento significativo en el componente CU de la tarifa.

A continuación se presenta la evolución del Índice de Precios al Productor desde el año 1996 a la fecha.

Grafica 2 - Evolución del Índice de Precios al Productor



FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE

En la gráfica anterior se destaca que a partir del mes de diciembre de 2020, debido a los efectos de la economía global de post-pandemia, el indexador aquí relacionado experimento incrementos por fuera de la tendencia (casi lineal) que mantuvo dicho indexador desde 1996 hasta 2020. Se destaca entonces en esta gráfica que, a través de la estimación lineal del indexador desde Dic-2020 hasta mayo del presente año, de una diferencia de 32.4 puntos entre la evolución tendencial del indexador (133.89 puntos) y el valor actual del indexador (177.25 puntos). Un análisis similar utilizando estimaciones más recientes (por ejemplo, de Dic-2023 a la fecha) presentan diferencias de 17.5 puntos.

En consecuencia, es posible que las empresas revisen los precios, tarifas e indexadores que aplican en la determinación de los diferentes costos y otras variables indexadas que se encuentran presentes en toda la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica dado que la actual metodología para reflejar el incremento inflacionario podría no estar basada en indexadores que reflejen el incremento en los costos de las actividades de prestación del servicio. Así mismo, se considera conveniente que el Ministerio y la Comisión realicen una convocatoria abierta a las empresas del sector para que de acuerdo con la voluntad de las partes que transan energía pudieran determinar reducciones en los precios de los contratos, fijar metas de umbrales indicativos de referencia de reducción y divulgación de información de las empresas que accedieron al llamado nacional por la reducción de los costos de las tarifas del servicio eléctrico.

1.3. Descripción de las Áreas Especiales en el país

El artículo 2.2.3.1.2 del Decreto Único Reglamentario (DUR) del Ministerio de Minas y Energía 1073 de 2015, establece que las Áreas Especiales (AE) corresponden a las áreas rurales de menor desarrollo, zonas de difícil gestión y barrios subnormales, respecto de los cuales los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en las mismas, son beneficiarios del Fondo de Energía Social (FOES) del que trata el

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minenergía

GJ-F-47

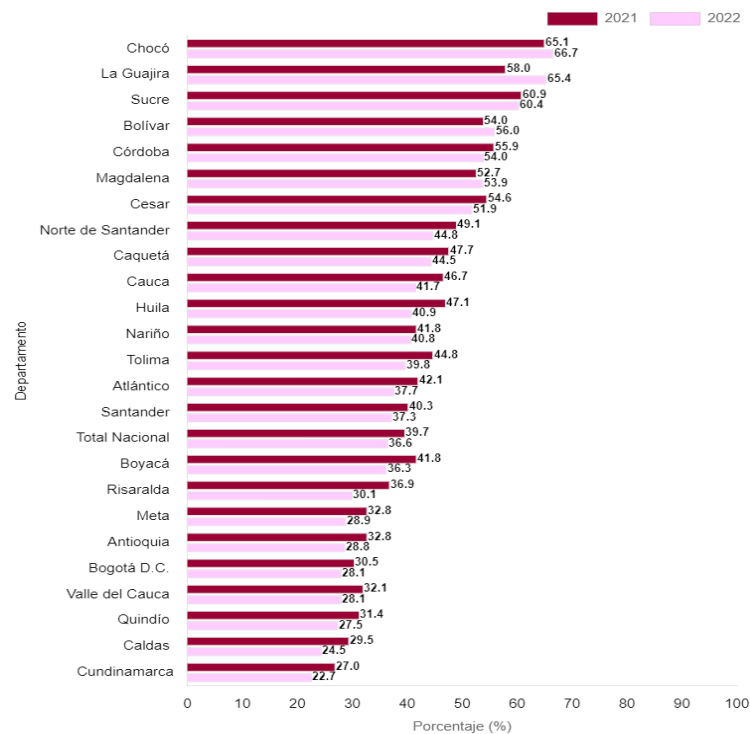
11-08-2023

V-1

artículo 103 de la Ley 1450 de 2011, de conformidad con las definiciones que se establecen para cada una de ellas.

Si bien las AE se encuentran localizadas en todo el territorio Nacional, existen territorios donde se concentran la mayor parte de estas áreas. Se estima que, Departamentos como Antioquia, Atlántico, Bolívar, Cauca, Cesar, Córdoba, Chocó, La Guajira, Magdalena, Meta Nariño y Sucre concentran más del 85% de los usuarios de áreas especiales, departamentos que adicional presentan niveles de pobreza monetaria superior al promedio nacional.

Grafica 3 - Información Pobreza monetaria por departamentos 2022



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE

Por lo anterior, y considerando el incremento de tarifas de los últimos periodos, se determinó que una buena alternativa para disminuir el valor de la factura que pagan los usuarios pertenecientes a estas áreas especiales , es

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Minero

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

que voluntariamente, las empresas puedan priorizar los contratos con precios más bajos, para que se traslade un valor del componente de generación más bajo al de los usuarios tradicionales del mercado.

De acuerdo con la información certificada en el Sistema Único de Información (SUI), la expedición de esta medida tendría beneficios alrededor de 1.9 millones de familias distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 5 - Distribución de Familias en Áreas Especiales

Tipo de Área	No de Zonas	No de Familias
Barrios Subnormales	1.292	308.247
Áreas Rurales de Menor Desarrollo	582	582.153
Zonas de Difícil Gestión	452	1.008.952
Total	2.326	1.899.352

Fuente: Reporte de Información SUI - Formato S4, Corte mayo del 2024

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente resolución aplica 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), y que ya cuenten con un desembolso de crédito realizado por FINDETER u otra entidad financiera, destinado a cubrir la deuda de los saldos acumulados por la aplicación de esta medida, o parte de la misma.

Así mismo, esta resolución aplica a los agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica: generadores y comercializadores que renegocien la reducción de precios de los contratos de largo plazo para el mercado regulado, y las empresas de transmisión y distribución de energía que reduzcan las tarifas de transporte y distribución de energía.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

La resolución se expide con base en las facultades del Ministerio de Minas y Energía que se encuentran contenidas por el artículo 59 de

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Mineroenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

la Ley 489 de 1998, los artículos 2 y 3 de la Ley 142 de 1994, los artículos 2, 4 y 18 de la Ley 143 de 1994, los artículos 1, 2 y 5 del Decreto 381 de 2012.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas relacionadas en el numeral 3.1. se encuentran vigentes desde su publicación y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no estarán sujetos a un plazo asociado o situación particular.

Sin embargo, las medidas de contingencia contempladas en la resolución serán aplicables según lo indicado en la resolución, y en todo caso, hasta que persistan las condiciones adversas descritas en el numeral 1 del presente documento, las cuales condujeron a su expedición.

3.3 Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente proyecto normativo no se deroga, subroga, modifica, adiciona o sustituye otra norma.

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

No se evidencia ninguna decisión judicial que pueda ser relevante en la expedición del decreto objeto de esta memoria justificativa.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

Dada la urgencia manifiesta de la medida a adoptar mediante la expedición del presente acto administrativo, el proyecto fue publicado para comentarios del público desde el XX de XXXX hasta el XX de XXXX, aplicando

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

una excepción al artículo 2.1.2.1. 14. del Decreto 1081 de 2015, apelando a la excepción consagrada en el artículo 2° de la Resolución 41304 de 2017. De esta manera, se obtuvo la autorización del Ministro para publicar por un menor tiempo al reglamentario.

3.6 Solicitud Concepto de abogacía de la competencia (artículo 7 Ley 1340 de 2009) ante la Superintendencia de Industria y Comercio.

Una vez analizado y resuelto el cuestionario de la abogacía de la competencia por parte de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio, se encontró que no era necesario remitir el acto normativo a concepto de abogacía de la competencia ante la Superintendencia de Industria y Comercio, considerando que no se está alterando la competencia en el mercado energética nacional.

4 IMPACTO ECONÓMICO

Las disposiciones contenidas en la presente Resolución no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

5 VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica.

6 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN

No aplica.

7 ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

No aplica por cuanto el acto administrativo no genera ninguna incidencia para las comunidades indígenas ni minorías reconocidas constitucional y legalmente.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria	X
--	---

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública (Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)	N/A
Otros	N/A

Aprobó:

JORGE EDUARDO SALGADO ARDILA

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica
Ministerio de Minas y Energía

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
Ministerio de Minas y Energía

Elaboró: Juan Carlos Bedoya Ceballos

Revisó: Angela Solanyi Pabón Rojas / Jorge Eduardo Salgado Ardila

Aprobó: Omar Andrés Camacho