

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	02/10/2024
Proyecto de Decreto:	“Por la cual se establece un esquema diferencial de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica para empresas que atienden mercados en ZNI que se trasladan al SIN y se dictan otras disposiciones”

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

- **Contexto: Zonas No Interconectadas (ZNI)**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de la Ley 855 de 2003, se entienden por Zonas No Interconectadas (ZNI), los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las áreas geográficas que puedan interconectarse a este sistema en condiciones ambientales, económicas y financieras viables y sostenibles, se excluirán de las ZNI, cuando empiecen a recibir el Servicio de Energía Eléctrica del SIN, una vez se surtan los trámites correspondientes y se cumplan los términos establecidos en la regulación vigente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

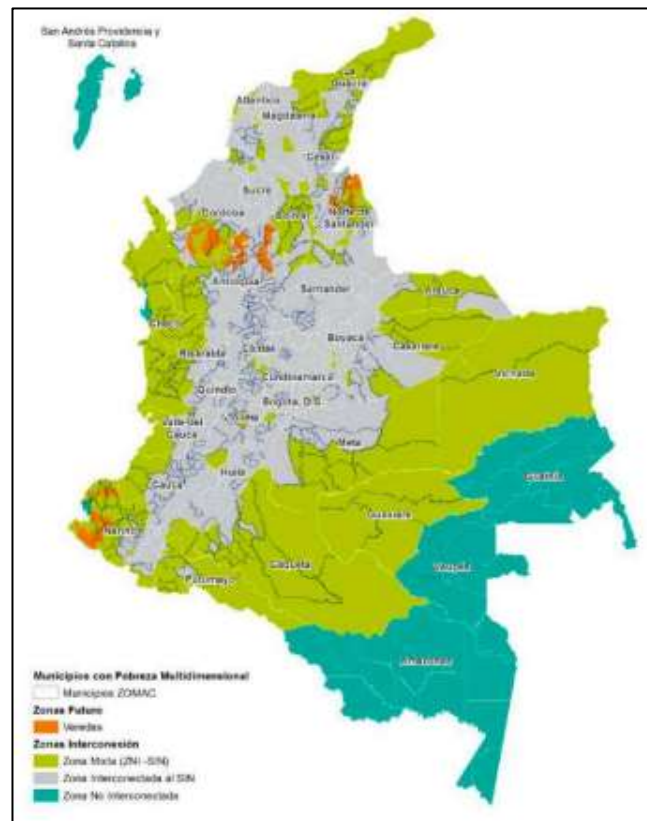
Según cifras del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE), para 2022 aproximadamente el 53% del territorio nacional por municipios es considerado como ZNI, ubicadas en 18 departamentos, atendiendo a aproximadamente 253.000 usuarios.

Cabe precisar que, las ZNI se caracterizan por estar conformadas por poblaciones dispersas, y por ubicarse en zonas de difícil acceso, donde los prestadores del servicio, en su mayoría, no cuentan con las capacidades requeridas para la adecuada prestación. Situación que se agudiza con la baja capacidad y hábito de pago de los usuarios, el relacionamiento con las comunidades (conformadas principalmente por campesinos, pueblos indígenas y demás grupos étnicos), y los problemas de orden público.

Ahora bien, según lo indicado en el *Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica* (SSPD, 2023), (SSPD, 2023) se tienen los siguientes datos, en relación con las ZNI:

- Aproximadamente el 53% del territorio nacional por municipios, fue considerado como ZNI para el año 2022, como se muestra en la Figura 1.

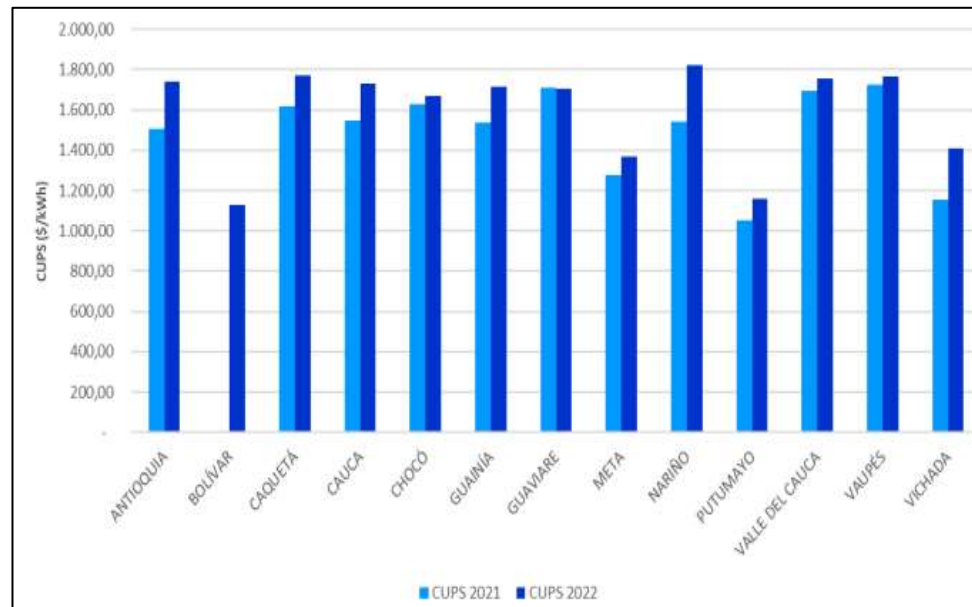
Figura 1 Caracterización de las ZNI



Fuente: (SSPD, 2023) (SSPD, 2023)

- 201.226 usuarios de ZNI son atendidos con generación diésel – híbrido, mientras que 22.727 usuarios se benefician de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV).
- La mayor cantidad de usuarios que reciben el servicio de energía eléctrica en las ZNI, pertenecen a los estratos 1 (78,5%) y 2 (9,8%), comprendiendo cerca del 90% del mercado total.
- El costo unitario de prestación del servicio (CUPS) para Generación con Diésel o Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) se encuentra regulado mediante la metodología tarifaria establecida en las Resoluciones CREG 091 de 2007 y CREG 057 de 2009. En la Figura 2 se presenta el comportamiento del CUPS por departamento para el periodo 2021 – 2022.

Figura 2 Comportamiento CUPS por Departamento 2021 - 2022



Fuente: (SSPD, 2023) (SSPD, 2023)

- El CUPS cuando se utilizan SISFV se encuentra regulado en la Resolución CREG No. 166 del 2020. Para el año 2022 el CUPS promedio fue de 142.632,29 (\$/mes).
- Para el año 2022, el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) del IPSE reportó 352 interrupciones en el servicio de energía eléctrica en las ZNI, con un incremento del 116% respecto al año 2021. Así mismo, respecto a las localidades que reportaron alguna interrupción en el servicio energía, hubo un incremento de 88 a 301 localidades, del 2021 al 2022, respectivamente.
- Respecto a las causas más comunes identificadas en las ZNI como las que originaron las interrupciones del servicio, durante el 2022, se encuentran el “DEFICIT DE COMBUSTIBLE” con un 61,9% (218 interrupciones) y “DAÑO EN GENERACIÓN” con un 30,4 % (107 interrupciones).
- En relación con el tiempo subsidiable de prestación de servicio en las ZNI, se tiene lo siguiente:

Figura 3 Tarifa y el tiempo subsidiable de prestación de servicio en las ZNI

Tipificación Localidad	Número de Usuarios	Horas de Prestación del Servicio por Día
Tipo 1	> 300	24
Tipo 2	entre 151 y 300	10
Tipo 3	entre 51 y 150	8
Tipo 4	<= 50	6

Fuente: (SSPD, 2023)

Es preciso señalar que, en cuanto a calidad y continuidad del servicio, en el SIN, -de acuerdo con el Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2022 (SSPD, 2023)- el indicador de duración de interrupciones (SAIDI) para el total país en 2022, fue de 23,29 horas en promedio durante el año, mientras que el indicador de frecuencia de las interrupciones (SAIFI) fue de 15,39 veces para este mismo periodo.

Cabe destacar que de los componentes del CUPS que tienen las ZNI, la mayor diferencia con el SIN se encuentra en el componente de generación (G), donde al comparar el servicio que tienen los usuarios del MEM con el precio medio de los contratos (Mc) de \$315 COP/kWh se evidencia una diferencia significativa como se puede ver a continuación para el caso de las empresas del territorial occidente.

Figura 4 Cargo del componente G de los municipios de territorial occidente

OCCIDENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
ANTIOQUIA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESPUN	1.387,33	1.383,56	1.370,35	1.380,41
EMSPUVIF	1.588,75	1.588,27	1.638,66	1.605,23
CHOCÓ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
JASEPCA	1.013,06	1.015,91	1.019,46	1.016,14
EMSELCA	1.122,68	1.085,59	1.086,41	1.098,23
ELECTRONUQUI	1.093,90	1.111,75	1.112,49	1.106,05
ENERLIMPIA	1.122,56	1.128,46	1.134,75	1.128,59
ELECTRO LITORAL	1.129,66	1.131,52	1.142,45	1.134,54
ELECTROCHO	1.151,78	1.156,58	1.163,54	1.157,30
E.P.B.	700,59	1.563,09	1.223,03	1.162,24
ELECTROBAUDO	1.192,48	1.195,94	1.221,01	1.203,14
MPIO. BOJAYA	1.258,14	1.257,51	1.276,42	1.264,02
SOLENERGETICAS	1.333,94	1.339,12	1.356,91	1.343,32
ESPUN	1.387,33	1.383,56	1.370,35	1.380,41
BOJAYA		1.417,33	1.395,03	1.406,18
EPSN	1.413,75	1.429,98	1.449,66	1.431,13
ENERPACIFIC	1.530,66	1.507,98	1.533,61	1.524,08
AMBAR OC.	1.435,28	1.617,47	1.624,09	1.558,95
MPIO SIPI	1.555,15	1.557,34	1.576,15	1.562,88
ASUSERVIP	1.585,09	1.593,75	1.603,69	1.594,18
MPIO MEDIO ATRATO	1.617,91	1.581,17	1.583,72	1.594,27
EMSPUVIF	1.588,75	1.588,27	1.638,66	1.605,23
ENERLITORAL	1.795,83	1.804,04	1.824,71	1.808,19

Fuente: (SSPD, 2024)

De igual manera, en la actualidad existen un numero contado de prestadores del servicio de ZNI y Áreas de Servicio Exclusivo como se puede ver a continuación:

Figura 5 Número de prestadores de ZNI por departamento

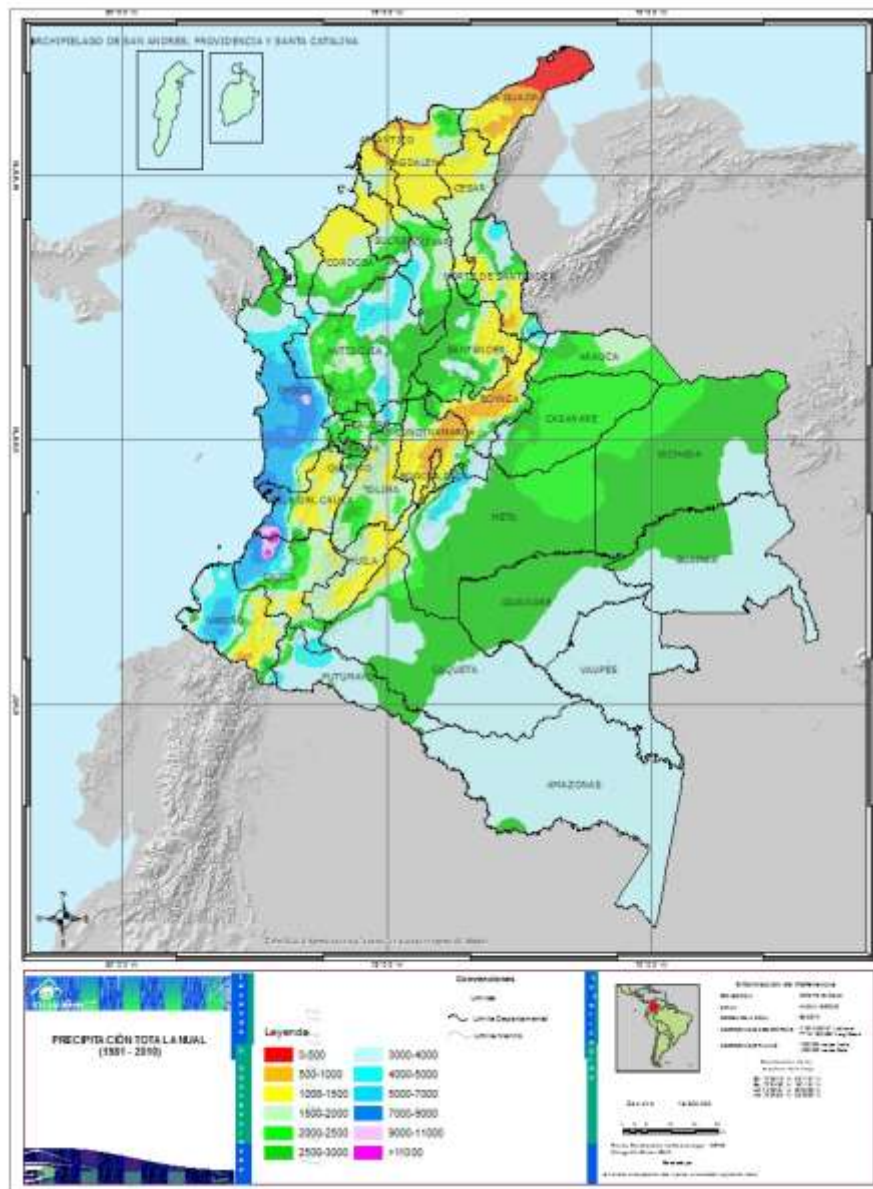
TERRITORIAL	DEPARTAMENTOS	NUMERO DE PRESTADORES
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	2
OCCIDENTE	CHOCÓ	18
SURORIENTE	GUAVIARE	1
SURORIENTE	META	1
SURORIENTE	PUTUMAYO	3
SURORIENTE	VICHADA	2
SURORIENTE	VAUPÉS	3
SURORIENTE	CAQUETA	1
SUROCCIDENTE	CAUCA	5
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	1
SUROCCIDENTE	NARIÑO	10
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
SSFVI / ASES	AMAZONAS	1
SSFVI / SURORIENTE	VAUPES	1

Fuente: (SSPD, 2024)

De lo expuesto, es posible concluir que, aun cuando las causas que originan las interrupciones del servicio varían entre el SIN y las ZNI, es evidente que la calidad del servicio es superior en el SIN. Por lo tanto, prestar un servicio confiable y continuo a los usuarios de las ZNI, mediante la interconexión de las localidades al SIN, requiere brindar a los prestadores del servicio incentivos adicionales, para que viabilicen estas interconexiones.

Además, los tres departamentos con mayor número de prestadores en Zonas No Interconectadas (ZNI), Chocó, Nariño y Cauca, se destacan por ser áreas con las mayores precipitaciones del país, superando los 3.000 mm anuales. Esta cifra es significativamente superior al promedio mundial, que es inferior a 1.000 mm anuales. Estas condiciones climáticas extremas dificultan el acceso y el mantenimiento de la infraestructura en dichas zonas.

Figura 6 Precipitación Total Anual en Colombia



Fuente: (IDEAM, 2024)

- Esquema diferencial de prestación del servicio de energía eléctrica para empresas que atienden mercados en ZNI y se trasladan al SIN

Conforme al artículo 2.2.3.2.2.8 del Decreto 1073 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía podrá establecer esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía

eléctrica *“para zonas en las que se pretenda expandir la cobertura del servicio tanto en el SIN como en las ZNI, con el fin de reducir costos de dicha prestación, los cuales podrán cobijar adicionalmente a los planes, programas y proyectos actualmente en operación”.*

- **Definición de empresas que se trasladan al SIN**

La Resolución CREG 091 de 2007 en su artículo 44 establece las condiciones generales del periodo de transición para que las empresas prestadoras en ZNI se conecten al SIN.

Durante dicho periodo de transición, las empresas prestadoras del servicio que atienden mercados en ZNI que se conectan al SIN, deben tramitar las solicitudes de ingresos y cargos por la actividad de distribución de conformidad con la Resolución CREG 101 003 de 2023, por la cual se complementa la Resolución CREG 015 de 2018.

Adicionalmente, la Resolución CREG 101 016 de 2022 establece una regla transitoria para las ZNI que se conectan al SIN para los *“nuevos usuarios que vayan a ser conectados al Sistema Interconectado Nacional, mediante proyectos financiados con recursos públicos, identificados en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC), para los que el operador de red de la infraestructura más cercana haya manifestado que no serán incorporados dentro de su plan de expansión, y que empleen fronteras embebidas de las que trata la Resolución CREG 122 de 2003, podrán ser atendidos por un agente que realice las actividades de distribución y comercialización de energía debidamente registrado en el RUPS y ante el ASIC”*

La Resolución en mención señala que, hasta que no se reemplacen las Resoluciones CREG 180 de 2014 y 15 de 2018, y se establezcan disposiciones para los usuarios del objeto, *“para el cálculo de tarifas al usuario final se aplicará lo previsto en la Resolución CREG 122 de 2003, considerando que para la remuneración de los activos de red utilizados para atender a los usuarios embebidos se emplearán los cargos del nivel de tensión del mercado de comercialización al que pertenece el usuario no regulado de la frontera principal que correspondan”.*

Sin embargo, en aras de garantizar la suficiencia financiera entendida de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Ley 143 de 1994, *“que las empresas eficientes tendrán garantizada la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, con el valor de las ventas de electricidad y el monto de los subsidios que reciban en compensación por atender a usuarios residenciales de menores ingresos”*, es preciso realizar la revisión de lo previsto en la Resolución CREG 101 016 de 2022, es necesario unificar los esquemas de remuneración previstos para las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y las reglas y periodos de transición existentes para el traslado al SIN, para que las empresas puedan interconectarse en condiciones ambientales, económicas y financieras viables y sostenibles.

Adicionalmente, es necesario garantizar que los agentes que realicen las actividades de distribución y comercialización de energía y que atiendan nuevos usuarios que vayan a ser conectados al SIN mediante proyectos financiados con recursos públicos, para los que el operador de red de la infraestructura más cercana haya manifestado que no serán incorporados dentro de su plan de expansión, y que empleen fronteras embebidas, de acuerdo con lo definido en por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, al margen de que hayan sido o no identificados en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC).

En consecuencia, se incluye la definición de *“empresas que se trasladan al SIN”* como sigue:

“Se entiende por empresas que se trasladan al SIN:

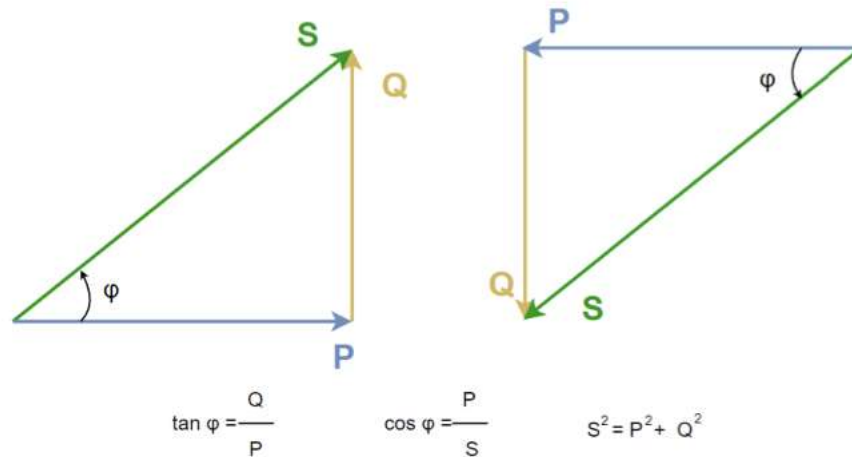
- *Aquellas empresas que prestan el servicio público de energía eléctrica en una Zona No Interconectada, ZNI, y se van a convertir en operadores de red, OR, del Sistema Interconectado Nacional, SIN, cuando conecten al SIN el sistema de distribución del mercado de comercialización que atienden en la ZNI.*
 - *Los OR del SIN que atienden mercados en ZNI que se van a conectar al SIN a un mercado de comercialización diferente al que atiende el OR.*
 - *Los agentes que realicen las actividades de distribución y comercialización de energía y que atiendan nuevos usuarios que vayan a ser conectados al SIN mediante proyectos financiados con recursos públicos, para los que el operador de red de la infraestructura más cercana haya manifestado que no serán incorporados dentro de su plan de expansión, y que empleen fronteras embebidas, de acuerdo con lo definido en por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.*
 - *Los agentes que representan el consumo de un mercado que se van a conectar al SIN a un mercado de comercialización diferente al que atiende el OR.”*
- **Energía reactiva:**
 - **Concepto y normativa vigente**

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en Concepto 37 de 2020, señaló que si bien el concepto de energía reactiva no se encuentra definido en la regulación, de acuerdo con lo señalado por la CREG mediante el Concepto 23026 de 2002, la energía reactiva es entendida como *“la energía eléctrica que absorben algunos equipos electrónicos o máquinas eléctricas que crean campos magnéticos necesarios para su funcionamiento, esta energía no se consume, pero sí es generada y transportada por el Sistema Interconectado Nacional, razón suficiente para ser cobrado el transporte, cuando se sobrepasan los límites señalados en la regulación”*.

Al respecto, el Documento CREG 901 017 de 2023 (CREG, 2023) (CREG, 2023) estipula que:

“La energía reactiva (VAR) es la parte de la energía eléctrica que oscila entre los equipos inductivos y capacitivos y es necesaria para mantener la tensión en el sistema. En un sistema eléctrico con cargas inductivas o capacitivas, el ángulo de desfase (cuyo coseno se convierte en el factor de potencia) determina la cantidad de potencia reactiva en el sistema: si el ángulo de desfase es positivo, existe una carga inductiva y la potencia reactiva será positiva (ver Figura 7, lado izquierdo). Por otro lado, si el ángulo de desfase es negativo, una carga capacitiva está conectada a la red, por lo que la potencia reactiva será negativa (ver Figura 7, lado derecho).

Figura 7 Triangulo de potencia inductivo y capacitivo



Un factor de potencia inductivo se encuentra usualmente al operar dispositivos y equipos como motores eléctricos, transformadores, lámparas fluorescentes con balasto de reactancia inductiva y demás dispositivos que tengan bobinas.

Por su parte, un factor de potencia capacitivo se puede encontrar en cargas de centros de datos (elementos como computadoras, sistemas de refrigeración y fuentes de alimentación conmutadas), edificios comerciales (por sus sistemas de iluminación LED y de climatización), hospitales y usuarios residenciales que cuenten con equipos electrónicos o electrodomésticos con fuentes de alimentación electrónicas.

Todas las cargas que tengan un factor de potencia distinto a 1 consumen o inyectan energía reactiva a la red para su funcionamiento. Este transporte de energía reactiva provoca un aumento en la utilización de la red que puede llevar a un uso ineficiente de la infraestructura para el transporte y distribución de energía y puede también llegar a afectar la estabilidad del sistema y la eficiencia de la transmisión y distribución de energía.

De esta manera, si el factor de potencia es cercano a 1.0 indica una eficiente utilización de la energía eléctrica, ya que la mayor parte de la potencia suministrada se utiliza para realizar trabajo útil. Sin embargo, cuando el factor de potencia es bajo (más cercano a 0.0), puede indicar una ineficiencia en el uso de la energía y un aumento de las pérdidas de energía en el sistema.

Así, un bajo factor de potencia puede provocar problemas en las redes eléctricas como una mayor caída de voltaje, pérdida de eficiencia, aumento de pérdidas de energía, saturación de equipos, sobrecarga en redes eléctricas y mayores costos para los usuarios. Algunos mecanismos para mejorar el factor de potencia inductivo (o en atraso) y por ende la eficiencia en el funcionamiento del sistema eléctrico, son el uso de bancos de condensadores, el uso de compensadores estáticos y la reducción de cargas inductivas.

El cobro del transporte de energía reactiva está regulado por la CREG; concretamente, la Resolución CREG 009 de 1996 indica que, cuando la energía reactiva registrada sea mayor o

igual a 50% de la energía activa consumida, las empresas liquidarán los excedentes sobre este 50% de energía reactiva con la tarifa de la respectiva energía activa.

La Resolución CREG 015 de 2018 (CREG, 2018) en el capítulo 12, establece las condiciones para el pago del costo de transporte de energía reactiva inductiva en exceso, como sigue:

“a. Cuando la energía reactiva (kVArh) inductiva consumida por un OR sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario en los niveles de tensión 3, 2 o 1. En este caso, para calcular el exceso de transporte de energía reactiva se deberá sumar la energía reactiva horaria de los puntos de frontera de un mismo sistema, entendiéndose como punto de frontera los puntos de conexión con otros sistemas (STN, OR) en un mismo nivel de tensión. El balance se calculará con base en las sumas aritméticas, considerando la dirección de los flujos de energía activa y reactiva a través de dichos puntos de frontera. El pago se distribuirá entre los OR que transportan dicha energía reactiva a prorrata de la cantidad de kVAr transportados.

b. Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva superior al cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. En caso que la energía activa sea igual a cero en algún periodo y exista transporte de energía reactiva inductiva, el costo del transporte de energía reactiva se efectuará sobre la totalidad de energía reactiva registrada en dicho periodo.”

c. Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada.

El costo de transporte de energía reactiva en exceso será liquidado y facturado directamente por el OR que entrega la energía reactiva al OR que la consume o al comercializador que represente el usuario causante del transporte de energía reactiva, quien a su vez trasladará este cobro al usuario final.”

En relación con lo anterior, mediante Concepto 355 de 2022, la CREG indicó lo siguiente: “(...) la regulación asociada con el cobro de energía reactiva establecida en el Capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por las resoluciones CREG 199 de 2019 y 195 de 2020, no tiene el alcance de una “penalización”. Lo que se establece allí es el cobro por el transporte de energía reactiva con base en una metodología de incentivos, cuyo objetivo es disminuir y, en lo posible, evitar que se transporte energía reactiva en el sistema de distribución de energía eléctrica, dado que dicho fenómeno afecta de manera negativa la operación del sistema. Así, el incentivo o beneficio para el usuario que no exija transporte de energía reactiva sobre el límite permitido es el de evitar el cobro asociado”.

Ahora bien, mediante el Documento CREG 901 017 de 2023, “Energía Reactiva Revisión de Estándares”, que sirvió de soporte del Proyecto de Resolución No. 701 017 de 2023, se indicó lo siguiente:

“El costo incremental del transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites a quien no haya corregido sus instalaciones particulares para evitarlo, es el principal incentivo para que dicho usuario alcance su motivación económica y pueda efectuar las correcciones particulares, en beneficio del resto de usuarios del sistema quienes soportan los costos de los problemas producidos por el transporte de energía reactiva en exceso (mayores pérdidas de energía, menor capacidad de transporte en la infraestructura disponible y variación de voltaje

descontrolada), mientras el usuario que incurre en el transporte en exceso no efectúe las correcciones necesarias”.

Por otra parte, el numeral 4.2.4 de la Resolución CREG 070 de 1998, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 101 035 de 2024, establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica como parte del Reglamento de Operación del SIN, y en este se definen las condiciones para la compensación de consumos de energía reactiva.

- **Eliminación transitoria de la liquidación y facturación del cobro del transporte de la energía reactiva**

En virtud de la facultad del artículo 2.2.3.2.2.8 del Decreto 1073 de 2015, este Ministerio considera necesario y conveniente establecer un esquema diferencial relacionado con el cobro de la energía reactiva para las ZNI, con el fin de incentivar la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN.

Lo anterior, por cuanto las inversiones, y el cobro en sí mismo, del transporte de energía reactiva, implican cargas económicas elevadas para las empresas que atienden mercados en ZNI que se trasladan al SIN, lo que a su vez se convierte en un desincentivo para conectarse al SIN; situación que se acentúa por la baja capacidad de pago de los usuarios de tales mercados, y las dificultades sociales, demográficas y de orden público de estas zonas.

Así, el esquema diferencial consiste en que, los Operadores de Red (OR) no liquidarán ni facturarán el cobro del transporte de energía reactiva, en las fronteras correspondientes, desde el momento en que la empresa prestadora en ZNI que se traslada al SIN le comunique al OR que ha radicado ante la CREG una solicitud de ingresos de la actividad de distribución.

En el marco del esquema diferencial señalado en el proyecto normativo, la CREG ajustará la regulación vigente en lo que corresponda, para garantizar que se elimine la liquidación y la facturación del cobro del transporte de energía reactiva, mientras la empresa prestadora en ZNI que se conectan al SIN, realiza las inversiones necesarias para eliminar el transporte de energía reactiva.

- **Exención de la liquidación y facturación del cobro del transporte de la energía reactiva**

La eliminación del costo de transporte de energía reactiva en exceso, para las empresas que atienden mercados en ZNI y se trasladan al SIN, que es trasladado al usuario final según lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 capítulo 12, resulta fundamental en aras de garantizar la suficiencia financiera de las empresas que se trasladan al SIN.

Inicialmente, si una empresa que se traslada al SIN, lo hace antes que la CREG evalúe y ajuste la regulación vigente, le será aplicable la eliminación transitoria de la liquidación y facturación del cobro del transporte de la energía reactiva.

Para ello, el Operador de Red (OR) al que se conecta la empresa que se traslada al SIN no liquidará ni facturará el cobro del transporte de energía reactiva, en las fronteras correspondientes, desde el momento en que la empresa que se traslada al SIN, le comunique al OR que ha radicado ante la CREG una solicitud de ingresos de la actividad de distribución acorde a lo establecido en

la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que modifique o sustituya, o cuando se formalice ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) la representación de la(s) frontera(s) comercial(es) que atiende al mercado que se traslada al SIN.

La aplicación de las medidas establecidas en este artículo culminará una vez la CREG expida la regulación correspondiente para la eliminación de la liquidación y la facturación del cobro del transporte de energía reactiva.

De acuerdo con lo establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 15 de 2018, el costo del transporte de energía reactiva se calculará con base en la siguiente expresión:

$$CTER_{u,n,h,m,j} = ER_{u,h,m,j} * M * D_{n,h,m}$$

Donde:

$CTER_{u,n,h,m,j}$: Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL u , en pesos, del nivel de tensión n , en la hora h del mes m , del sistema operado por el OR j .

$ER_{u,h,m,j}$: Cantidad de energía reactiva transportada en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL u , en la hora h del mes m , en el sistema del OR j , en kVAr.

$D_{n,h,m}$: Cargo por uso de sistemas de distribución para el transporte de energía reactiva. Es igual al cargo por uso del nivel de tensión n en la hora h del mes m que enfrenta un usuario conectado al sistema, cuando se registró el transporte de energía reactiva.

El cargo por uso aplicable para el pago del transporte de energía reactiva por parte del usuario del STR o SDL será igual al cargo por uso de energía activa que enfrenta en función del sistema y el nivel de tensión en el que se encuentre conectada la frontera. En el nivel de tensión 4 el cargo será igual al calculado para cargos por uso en el STR; en un SDL que sea parte de un ADD será el cargo único por nivel de tensión del ADD y para aquellos sistemas que no son parte de ADD el cargo por uso será el del OR respectivo.

M : Variable asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva sobre el límite establecido, variando entre 1 y 12.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier período horario en diez (10) días o menos en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier período horario en más de diez (10) días en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente esta condición y, a partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta variable se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12.

Si la condición desaparece durante más de seis meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1.

Durante los primeros doce meses de vigencia de la presente resolución este factor será igual a 1.

A continuación, se presentan los supuestos considerados para desarrollar el ejercicio:

Tabla 1 Supuestos para establecer los beneficios

Variable – Unidad	Descripción	Supuesto
ER – kVArh	Cantidad de energía reactiva transportada en exceso	Se suponen 3 escenarios de consumo de energía activa (kWh), tomando como referencia los consumos presentados para diferentes localidades de ZNI en octubre de 2023, según la información de (IPSE, 2023). – 680.242 kWh : Acandí – 233.502 kWh : Nuqui – 187.874 kWh: Mapiripan A partir de estos consumos se realizan diferentes sensibilidades considerando que la energía reactiva corresponde a un porcentaje de la energía activa (50% incrementando en 10% hasta llegar al 150%), como se muestra en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.. Este supuesto busca que el factor de potencia capacitivo e inductivo no cumpla con las condiciones establecidas en el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, citado a continuación, ocasionando el cobro de energía reactiva: <i>“El factor de potencia inductivo o en atraso (coseno phi inductivo) de la instalación de un usuario deberá ser igual o superior a cero punto noventa (0.90). Este factor se determinará horariamente y cuando el medidor no cuente con registros horarios, se hará el cálculo para un periodo de facturación.</i>

		<i>El factor de potencia capacitivo o en adelanto (coseno phi capacitivo) de un usuario deberá ser igual o superior a cero punto noventa (0.90) para usuarios de los niveles de tensión I y II, igual o superior a cero punto noventa y cinco (0.95) para usuarios en el nivel de tensión III e igual o superior a cero punto noventa y ocho (0.98) para usuarios en el nivel de tensión IV. Para determinar si el factor de potencia capacitivo cumple los anteriores límites se calculará la relación entre la suma aritmética de la energía reactiva durante un periodo de facturación (mensual, bimestral o trimestral) respecto de la cantidad de energía activa en el mismo periodo, independientemente del tipo de medidor utilizado.”</i>	
$D - \frac{COP}{kW h}$	Cargo por uso de sistemas de distribución	- Nivel de tensión 2: 160 COP/kWh - Nivel de tensión 3: 90 COP/kWh	
M	Variable asociada al periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva	M=1, suponiendo que el cobro de energía reactiva se realiza en el año 1 de conexión de la ZNI al SIN.	

Tabla 2 Supuestos de cantidad de energía reactiva mensual

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva						
		33%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
		Energía reactiva mensual (kVArh)						
Escenario 1	680.242	224.480	340.121	408.145	476.169	544.194	612.218	680.242
Escenario 2	233.502	77.056	116.751	140.101	163.451	186.802	210.152	233.502
Escenario 3	187.874	61.998	93.937	112.724	131.512	150.299	169.087	187.874

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva				
		110%	120%	130%	140%	150%
		Energía reactiva mensual (kVArh)				
Escenario 1	680.242	748.266	816.290	884.315	952.339	1.020.363
Escenario 2	233.502	256.852	280.202	303.553	326.903	350.253
Escenario 3	187.874	206.661	225.449	244.236	263.024	281.811

La Tabla 3 presenta el resumen de los costos evitados bajo los supuestos descritos, para las ZNI que se trasladan al SIN, obtenidos por la eliminación del costo de transporte de energía reactiva en exceso para las empresas que atienden mercados en ZNI y se trasladan al SIN, suponiendo que la conexión se realiza en el nivel de tensión 3. Los costos evitados se encuentran entre 66.958.294 y 1.101.992.040, dependiendo de los supuestos considerados.

Tabla 3 Disminución del costo de transporte de energía reactiva en exceso. Conexión en nivel de tensión 3

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva					
		33%	50%	60%	70%	80%	90%
		Disminución de costos para la ZNI que se trasladan al SIN (COP feb 2024)					
Escenario 1	680.242	242.438.249	367.330.680	440.796.816	514.262.952	587.729.088	661.195.224
Escenario 2	233.502	83.220.113	126.091.080	151.309.296	176.527.512	201.745.728	226.963.944
Escenario 3	187.874	66.958.294	101.451.960	121.742.352	142.032.744	162.323.136	182.613.528

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva					
		100%	110%	120%	130%	140%	150%
		Disminución de costos para la ZNI que se trasladan al SIN (COP feb 2024)					
Escenario 1	680.242	734.661.360	808.127.496	881.593.632	955.059.768	1.028.525.904	1.101.992.040
Escenario 2	233.502	252.182.160	277.400.376	302.618.592	327.836.808	353.055.024	378.273.240
Escenario 3	187.874	202.903.920	223.194.312	243.484.704	263.775.096	284.065.488	304.355.880

Adicionalmente, la Tabla 4 presenta el resumen de los costos evitados para la ZNI que se trasladan al SIN (COP feb 2024) asociados al transporte de energía reactiva en exceso suponiendo que la conexión se realiza en el nivel de tensión 2. Los costos evitados se encuentran entre 180.359.040 y 1.959.096.960, dependiendo de los supuestos considerados.

Tabla 4 Disminución del costo de transporte de energía reactiva en exceso. Conexión en nivel de tensión 2

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva					
		50%	60%	70%	80%	90%	100%
		Disminución de costos para la ZNI que se trasladan al SIN (COP feb 2024)					
Escenario 1	680.242	653.032.320	783.638.784	914.245.248	1.044.851.712	1.175.458.176	1.306.064.640
Escenario 2	233.502	224.161.920	268.994.304	313.826.688	358.659.072	403.491.456	448.323.840
Escenario 3	187.874	180.359.040	216.430.848	252.502.656	288.574.464	324.646.272	360.718.080

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva				
		110%	120%	130%	140%	150%
		Disminución de costos para la ZNI que se trasladan al SIN (COP feb 2024)				
Escenario 1	680.242	1.436.671.104	1.567.277.568	1.697.884.032	1.828.490.496	1.959.096.960
Escenario 2	233.502	493.156.224	537.988.608	582.820.992	627.653.376	672.485.760
Escenario 3	187.874	396.789.888	432.861.696	468.933.504	505.005.312	541.077.120

En consecuencia, el proyecto normativo genera impactos económicos positivos e incentiva la conexión de zonas ubicadas en ZNI al SIN, lo que permitirá mejorar la confiabilidad y calidad del servicio de los usuarios beneficiados de la interconexión.

- **Lineamientos para la implementación regulatoria del esquema diferencial**

A continuación, se presentan algunos aspectos de la regulación actual sobre los incentivos relacionados con el ingreso por las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica para las empresas que se trasladan al SIN:

Aspectos relacionados con la Resolución CREG 101 003 de 2023

- Cuando una empresa prestadora en ZNI se traslada al SIN no se le otorgan incentivos o penalizaciones por mejora en la calidad del servicio,

De acuerdo con lo indicado en el Documento CREG 101 001 2023 (CREG, 2023), respecto al Sistema de Distribución Local (SDL), si bien el numeral 5.2.14.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que una empresa que se traslada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene un plazo de cinco años para incorporarse al esquema de incentivos y compensaciones, se propone que durante ese periodo, en las verificaciones anuales de la información de calidad, se garantice que la empresa esté reportando de manera oportuna y con la calidad requerida toda la información relacionada con los eventos ocurridos en el sistema.

- El artículo 17 de esta resolución establece que se puede incluir nueva información para estimar el índice de pérdidas en los niveles de tensión 3 y 2, con base en la topología real de todo el sistema del mercado de comercialización conectado al SIN, utilizando la información disponible hasta diciembre del año anterior a la elaboración del estudio. Para calcular el índice de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, es necesario presentar el estudio indicado en el numeral 7.1.1.3 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, requerido para los OR que no dispongan del índice de pérdidas técnicas determinado según la Circular CREG 052 de 2010.

Para los índices de pérdidas en cada nivel de tensión, se propone utilizar el valor equivalente a la mediana de los índices de pérdidas reconocidos a los Operadores de Red (OR) que actualmente operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), según la metodología vigente para la remuneración de la actividad de distribución.

Los valores reconocidos a los OR se muestran a continuación;

- 1.49% para el nivel de tensión 3 que es el equivalente a la media de todos los OR siendo el máximo 2.71%
- 1.43% para el nivel de tensión 2 que es el equivalente a la media de todos los OR, siendo el máximo 2.8%.
- 4.65% para el nivel de tensión 1 que es el equivalente a la media de todos los OR, siendo el máximo 6.45%

Según el boletín tarifario de ZNI del primer trimestre de 2024 de la SSPD, muestra que algunos prestadores no tienen medidos los niveles de pérdidas de manera adecuada y 38 de 47 tienen niveles mayores al 10%.

En este contexto, es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definir los criterios de eficiencia e indicadores de calidad, según la Ley 142 de 1994. Por lo

tanto, la CREG debe evaluar su regulación vigente para identificar si las ZNI tienen los incentivos suficientes para que puedan conectarse al SIN.

Teniendo en cuenta la comunicación 1-2024-036558 del 26 de agosto de 2024, por parte de DISPAC en su esfuerzo de trasladar al SIN unos municipios que les presta el servicio una ZNI se hacen las siguientes afirmaciones:

- *Los índices de pérdidas son diferentes en cada ZNI y deben tener un periodo de transición para adaptarse al SIN, pues como hay índices de pérdidas del 5% en unos municipios, otros pueden llegar a tener más del 40% como lo indica el boletín tarifario del primer trimestre de 2024 de las ZNI de la SSPD.*

Teniendo en cuenta el artículo 11 de la Resolución CREG 101 003 de 2023, se reconoce un AOM (Administración, Operación y Mantenimiento) inicial equivalente al 5% de la base de activos, además de un AOM ambiental. Sin embargo, es necesario evaluar nuevos incentivos relacionados con la tasa media de crecimiento de la vegetación, condiciones climáticas extremas y mayor frecuencia de eventos naturales, que es significativamente mayor en algunas regiones del país en comparación con las principales ciudades, donde no se requiere el mismo nivel de labores de mantenimiento. Por esta razón, se ha reconocido un incentivo adicional relacionado con el factor ambiental, ajustado mediante un indexador interanual. No obstante, no se ha justificado si este incentivo será suficiente para cubrir los costos adicionales asociados con el crecimiento exuberante de la vegetación, las condiciones climáticas extremas y la mayor frecuencia de eventos naturales en dichas regiones.

Teniendo en cuenta la comunicación 1-2024-036558 del 26 de agosto de 2024, por parte de DISPAC en su esfuerzo de trasladar al SIN unos municipios que les presta el servicio una ZNI se hacen las siguientes afirmaciones:

- *Las condiciones climáticas de la mayoría de ZNI en Choco, Nariño y Caucaño tienen un nivel de semejanza parecido al SIN y a como lo establece la metodología de distribución de la Resolución CREG 015 de 2018; pues según el componente de observatorio terrestre de la Unión Europea “Copérnico”, algunas están ubicadas en zonas selváticas con una tasa media de crecimiento de la vegetación (NDVI) mayor a 0.92, comparada con valores menores a 0.7 en el resto del país y menor a 0.4 en las grandes ciudades.*
- *Las condiciones físicas y ambientales del terreno exigen un gasto de AOM que no reconoce la Resolución CREG 015 de 2018, pues el numeral 4.1.5 solo reconoce AOM adicional por la cercanía al mar, mas no por el nivel de precipitación o índice de la vegetación como el índice de riesgo de falla del capítulo 5.2.4.1 que tiene en cuenta el nivel ceráunico, la precipitación, la elevación sobre el nivel el mar, la densidad de **descargas** a tierra, los días con lluvia y la salinidad.*

Aunque el valor medio de los activos de nivel de tensión 1 para los Operadores de Red (OR) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se estima en \$11.912.000 pesos de diciembre de 2007 para redes de distribución, y en \$6.610.000 pesos de diciembre de 2007 para transformadores de distribución (CREG, 2023).

La Resolución CREG 180 de 2014 define el costo base de comercialización como el componente que remunera los costos fijos de esta actividad. En la Resolución CREG 101 003, se reconoce este costo utilizando la mediana de una muestra de 29 comercializadores, donde el valor más bajo es de \$4.891, el más alto dentro de los datos típicos es de \$15.093, y se identifica un dato atípico de \$33.042. Sin embargo, como se mencionó previamente, la regulación vigente no especifica si el costo base de comercialización reconocido considera la dispersión ni los costos adicionales que enfrentan las Zonas No Interconectadas (ZNI) para operar el servicio.

En el marco del esquema diferencial de la prestación del servicio es relevante tener en cuenta la suficiencia financiera de las empresas ZNI que se trasladan al SIN, el componente de distribución tiene una cobertura tal como lo indica el numeral 1.3.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 donde por un periodo de 12 meses el LAC le hace un ajuste a la facturación para recibir los ingresos dejados de percibir al OR al iniciar el plan de inversiones si es que no se tenían los cargos aprobados por parte de la CREG.

Sin embargo, el componente de comercialización no tiene dicho reajuste en las Resoluciones CREG 180 de 2014 y 101 003 de 2023, Sin tener medido de manera efectiva el riesgo de cartera que pueden tener estos comercializadores, los prepagos de garantías que respaldarán sus compras en el MEM o el impacto en el flujo de caja que tiene el valor de 0 de Costo Financiero de Subsidios establecido en la Resolución CREG 101 003 de 2023 durante los primeros 4 trimestres.

Por lo tanto, puede que con el fin de mantener la suficiencia financiera de las empresas y un flujo de caja sostenible es posible plantear un esquema similar en el componente de comercialización igual al del numeral 1.4.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Considerando todos estos aspectos, es necesario que la comisión de regulación realice un análisis integral y detallado de la regulación vigente de lo que más impacta a las ZNI en un eventual traslado al SIN. Desde la política pública, deben establecerse los lineamientos necesarios para que la población pueda gozar de un servicio de energía eléctrica continuo, eficiente y equitativo, promoviendo así el desarrollo económico y productivo de cada región.

Es necesario establecer un costo específico para cada empresa que se incorpore al SIN, acorde con los ingresos generados por dichas actividades. Además, se debe ajustar el ingreso correspondiente a cada nivel de tensión desde el inicio de las operaciones de la empresa. En caso de ser necesario, se realizará una revisión retrospectiva para asegurar que los ingresos reflejen con precisión los costos operativos reales.

Teniendo en cuenta la comunicación 1-2024-036558 del 26 de agosto de 2024, por parte de DISPAC en su esfuerzo de trasladar al SIN unos municipios que les presta el servicio una ZNI se hace la siguiente afirmación:

- *No se reconoce apropiadamente la eficiencia en la componente de comercialización, ya que no es comparable la de estas zonas dispersas con las del SIN*

Un reconocimiento de riesgo de cartera vencida de 15.22% que es el equivalente al que establece la regulación actual para los usuarios nuevos del SIN, sin tener en cuenta la cartera vencida que tienen en la actualidad y que parte de sus usuarios pueden ser constitucionalmente protegidos, por lo que no se les puede cortar el servicio. Por esta razón, se ha reconocido un incentivo adicional relacionado con el riesgo de cartera vencida único para todo el país. No obstante, se *debe considerar* un riesgo de cartera vencida específico para cada empresa que se incorpore al SIN dado que parte de sus usuarios pueden ser constitucionalmente protegidos, por lo que no se les puede cortar el servicio.

Teniendo en cuenta la comunicación 1-2024-036558 del 26 de agosto de 2024, por parte de DISPAC en su esfuerzo de trasladar al SIN unos municipios que les presta el servicio una ZNI se hacen la siguiente afirmación:

- *Los Índices de riesgo de cartera vencida que establece la regulación vigente pueden ser insuficientes por las condiciones socioeconómicas y la presencia de poblaciones protegidas constitucionalmente a las que no se les puede cortar el servicio.*
- Se reconoce un costo base de comercialización de \$7.000 a pesos de diciembre de 2013, como la mediana de las empresas que atienden al SIN cuando estas de manera entrante tienen condiciones diferentes.
- La Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 1.3.4.1 contempla un ajuste de ingreso para el primer año del plan cuando no se han aprobado los cargos al momento de iniciar el periodo del plan de inversiones, sin embargo, la Resolución CREG 180 de 2014 y la 101 003 de 2023 no contemplan un mecanismo similar para el cargo de comercialización.

Por lo anterior, se requiere:

- Considerar la mejor información disponible para el cálculo de los ingresos del nuevo mercado de comercialización para la actividad de distribución, especialmente en temas relacionados con la remuneración de los activos del nivel de tensión 1, 2 y 3, y para la estimación de los índices de pérdidas.
- Permitir que, dentro de los tres (3) años siguientes a la aprobación de los ingresos para el nuevo mercado de comercialización se entregue nueva información y se realice el ajuste respectivo en el ingreso desde el inicio de la aplicación de la metodología de distribución vigente.
- Generar incentivos para que la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM a ser reconocida en el mercado de comercialización que se conecta

al SIN refleje condiciones climáticas especiales como lo son precipitaciones promedio anual superiores a la media nacional, índices de vegetación, entre otros.

- *Se debe considerar* un riesgo de cartera vencida específico para cada empresa que se incorpore al SIN dado que parte de sus usuarios pueden ser constitucionalmente protegidos, por lo que no se les puede cortar el servicio.
- Garantizar que se elimine la liquidación y la facturación del cobro del transporte de energía reactiva por parte del Operador de Red (OR) al que se conecta la empresa que se traslada al SIN.
- Considerar la mejor información disponible para el cálculo de los ingresos del nuevo mercado de comercialización para la actividad de comercialización de energía eléctrica para las empresas que se trasladan al SIN.
- Permitir que dentro de los tres (3) años siguientes a la aprobación de los ingresos para el nuevo mercado de comercialización se entregue nueva información y se realice el ajuste en el ingreso desde el inicio de la aplicación de la metodología de comercialización vigente.
- Unificar la regulación vigente para las *“empresas que se trasladan al SIN”* de las que trata el parágrafo 1 del artículo 1 de esta resolución, en lo relacionado con el cálculo de los ingresos por la actividad de distribución de energía eléctrica, y en lo referente a las reglas y periodos de transición existentes para el traslado al SIN. Es necesario establecer un costo específico para cada empresa que se incorpore al SIN, acorde con los ingresos generados por dichas actividades. Además, se debe ajustar el ingreso correspondiente a cada nivel de tensión desde el inicio de las operaciones de la empresa. En caso de ser necesario, se realizará una revisión retrospectiva para asegurar que los ingresos reflejen con precisión los costos operativos reales.

- **Evaluación económica cargos transitorios de distribución**

Las empresas que se interconectan al SIN tal y como lo establece el artículo 44 de la Resolución CREG 091 de 2007 tienen 6 meses para pedir los cargos correspondientes a la CREG, sin embargo mientras la CREG evalúa todas las medidas necesarias para incentivar y desarrollar un esquema regulatorio sostenible para que las ZNI se trasladen al SIN, se deben aprobar cargos transitorios que cumplan los criterios de la Ley 142 de 1994 de eficiencia económica y suficiencia financiera que al mismo tiempo los usuarios tengan disposición a pagar.

Por lo tanto es necesario que dentro del esquema diferencial de prestación del servicio, las empresas ZNI que se trasladen al SIN y pidan sus correspondientes cargos a la CREG, se le aprueben los cargos transitorios que estas soliciten teniendo en cuenta que necesitan un mayor reconocimiento de AOM para mantener en las mejores condiciones posibles el servicio, remunerar las líneas que se interconectan con el SIN y pagar las garantías y demás obligaciones adicionales del Mercado Eléctrico Mayorista.

Sin embargo, en caso de que esos cargos transitorios sean distintos a los aprobados por la comisión, se considerarán como un error en los cálculos de las liquidaciones y se realizará un ajuste a la facturación tal lo indica el numeral 2 del artículo 10 de la Resolución CREG 084 de 2007.

“Como resultado de la revisión realizada por el ASIC o por el LAC en la cual se detecte error en la información de la operación o en los cálculos de las liquidaciones soporte de la facturación, siempre y cuando los ajustes a dicha facturación sean emitidos dentro de los cinco (5) meses siguientes a la expedición de la primera facturación del mes de liquidación respectivo.”

Por tal motivo, la CREG dispondrá de máximo 5 meses para aprobar los cargos definitivos de las ZNI que se trasladan al SIN y poder cumplir con los tiempos que establece la regulación vigente en términos de ajuste a la facturación.

La conveniencia económica del esquema diferencial de tener un cargo transitorio de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) para las empresas de ZNI que se conectan al SIN, se determina a través de una evaluación de costos, como se pasará a explicar:

Para determinar los costos anuales correspondientes a la instalación y operación de las torres de transmisión, líneas y bahías correspondientes, se anualizó el valor de la inversión con una tasa del 12,09%. Se incluye el reconocimiento del costo de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de 2% o 4% anual dependiendo del nivel de tensión de la inversión, y se adiciona el 2% de activo no eléctrico. En la Tabla se presenta el resumen de estas variables.

En conclusión, para una línea de cinco (5) km con un costo de instalación de \$2.107.712.661,06 COP, se requiere un AOM de \$105.385.633,05 COP.

Tabla 6 Costo total (COP Julio 2024). Líneas y equipos de distribución.

UC	Descripción Unidad Constructiva	Cantidad	Valor (COP Dic-2017)	Valor (COP Jul-2024)
N3L 74	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo – suspensión	36	\$ 16.435,00	\$ 935.408,15
N3L 75	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo – retención	35	\$ 16.435,00	\$ 909.424,59
N2L 73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg – suspensión	21	\$ 5.315.000,00	\$ 176.462.124,15
N4L 68	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo – suspensión	1	\$ 59.748.000,00	\$ 94.460.950,53
N4L 69	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo – retención	1	\$ 102.298.000,00	\$ 161.732.046,56
N3L 87	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	6	\$ 19.471.000,00	\$ 184.700.659,55
N2L 83	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	3	\$ 14.814.000,00	\$ 70.262.327,84
N2L 136	Cable de Guarda	6	\$ 2.960.000,00	\$ 28.078.370,51

N3L 125	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	20	\$ 1.642.000,00	\$ 51.919.689,62
N1P 22	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural-suspensión - red común	70	\$ 1.338.000,00	\$ 148.075.460,72
N1L 56	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0	5	\$ 10.612.500,00	\$ 83.891.246,36
N1L 57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	1	\$ 13.037.800,00	\$ 20.612.622,70
N2S 3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	1	\$ 231.263.000,00	\$ 365.624.335,60
N2S 4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	1	\$ 219.263.000,00	\$ 346.652.463,63
N2S 24	Módulo de barraje - barra doble tipo 2	1	\$ 44.082.000,00	\$ 69.693.171,68
N3T 1	Costo Instalación transformador trifásico (NLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 0.5 a 2.5 MVA	1	\$ 67.602.000,00	\$ 106.878.040,74
N3T 1	Transformador trifásico (NLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 1.6 MVA	1,6	\$ 69.219.000,00	\$ 175.095.200,78
N3E Q1	Equipo de medida - N3	1	\$ 1.071.000,00	\$ 1.693.239,57
N3E Q11	Transformador de tensión - N3	1	\$ 5.908.000,00	\$ 9.340.484,97
N3E Q27	Transformador de corriente - N3	1	\$ 6.765.000,00	\$ 10.695.392,82
TOTAL				\$ 2.107.712.661,06
AOM				\$ 105.385.633,05

Fuente: (CREG, 2018) (CREG, 2018)

Se consideró la exuberante vegetación al seleccionar la infraestructura de la red eléctrica de 5 km para un área como el Choco que tiene 20 Zonas No Interconectadas a corte de marzo de 2024 (SSPD, 2024). Dado que el costo de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) se distribuirá entre todos los usuarios atendidos por el operador de red, según lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018, y considerando que departamentos como Choco, Cauca y Nariño tienen más prestadores de las ZNI tienen una baja densidad poblacional menos de 10 personas por km^2 según el reporte del DANE (DANE, s.f.) (DANE, s.f.), esto podría resultar en un aumento considerable en la factura de electricidad para la población de esta región.

Cómo se explicó anteriormente teniendo en cuenta la comunicación de DISPAC, se ha identificado que las condiciones climáticas actuales de algunas ZNI como las del departamento del Chocó, específicamente las lluvias intensas, están generando una problemática significativa en el mantenimiento de las redes eléctricas. Las precipitaciones provocan un mayor deterioro de las redes de distribución y dificultan las labores de mantenimiento por parte de los trabajadores. Además, las inundaciones y deslizamientos de tierra requieren reparaciones inmediatas para garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Por lo tanto, es esencial un mayor reconocimiento de los costos de AOM para asegurar una prestación del servicio de calidad.

- **Modificación de las Áreas de Distribución (ADD).**

El artículo 1 del Decreto 388 de 2007 y sus modificaciones, compilado en el artículo 2.2.3.1.2 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, estableció la definición de ADD como: *“Conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”*.

El artículo 7 de la Resolución 40227 de 2022 establece que *“el Ministerio de Minas y Energía podrá estudiar la conformación de las ADD, considerando, entre otros, los objetivos que se tienen en cuanto a tarificación horaria, y de considerarlo pertinente se pronunciará al respecto”*.

En aras de unificar los cargos de distribución de las ZNI que se trasladan al SIN con los de Operadores de Red de cercanía geográfica, se requiere incorporar a las áreas de distribución (ADD) las empresas conforme se trasladan al SIN.

Teniendo en cuenta lo anterior, y con el fin de expandir la cobertura y la calidad del servicio de energía eléctrica en el SIN, se hace necesario crear un esquema diferencial para que las empresas de ZNI tengan incentivos para trasladarse al SIN.

- **Modificación del artículo 6 de la Resolución MME 40162 de 2022**

Mediante el artículo 22 de la Ley 2072 de 2020 se autoriza a empresas con participación pública mayorista el cobro total o parcial del componente de inversión como se indica a continuación, *“cuando con recursos provenientes del Sistema General de Regalías o de la Nación o sus descentralizadas se haya construido infraestructura para la prestación del servicio de energía eléctrica en localidades de Zonas No Interconectadas y estas se hayan interconectado o cuando con dichos recursos se pretenda desarrollar nueva infraestructura para interconectarlas al SIN, la entidad propietaria de los activos podrá autorizar a empresas con participada publica mayorista, el cobro total o parcial, del componente de inversión, siempre que le mismo sea destinado a asumir el costo de reposiciones y demás aspectos necesarios para garantizar la continuidad del servicio”*.

La Resolución 40162 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía establece *“(…) los términos para la administración de los recursos provenientes del recaudo de la componente de inversión en infraestructura por parte de los OR, según lo dispuesto en el artículo 22 de la Ley 2072 de 2020 y el inciso primero del artículo 28 de la Ley 2099 de 2021”*.

El artículo 6 de la mencionada Resolución establece que la CREG se encargará de los respectivos ajustes tarifarios que radiquen los OR.

El artículo 28 de la Ley 2099 de 2021 indica que, *“para el caso de localidades en Zonas No Interconectadas - ZNI que se hayan interconectado o que se pretendan interconectar al Sistema Interconectado Nacional -SIN mediante infraestructura desarrollada con recursos de la Nación, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad propietaria de los activos podrá autorizar el cobro, total o parcial, del componente desinversión, siempre que el mismo sea destinado a asumir el costo de reposiciones y demás aspectos necesarios para garantizar la continuidad del servicio. Dichos recursos deberán permanecer en una cuenta independiente de la empresa prestadora de servicio bajo los términos que defina el Ministerio de Minas y Energía”*.

El artículo 249 de la Ley 2294 de 2023, establece que, se autoriza a empresas de servicios públicos el cobro total o parcial del componente de inversión como se indica a continuación *“Cuando con recursos provenientes del Sistema General de Regalías, de la Nación o de las entidades territoriales, se haya construido o se pretenda construir infraestructura para la interconexión de localidades sin servicio de energía o atendidas como Zonas No Interconectadas, la entidad propietaria de los activos podrá autorizar a las Empresas de Servicios Públicos, el cobro total o parcial del componente de inversión, siempre que el mismo sea destinado a asumir el costo de las reposiciones o mantenimiento de estos activos y los demás aspectos necesarios para garantizar la continuidad del servicio”*.

Con base en esto, el operador debe remitir un estudio a la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, para que dicha Dirección emita un concepto sobre la necesidad de remuneración. Con este concepto, la CREG podrá realizar los ajustes tarifarios correspondientes.

Desde 2022 que entró en vigencia la Resolución MME 40162 de 2022 algunas solicitudes de cobro total o parcial de la componente de inversión al Ministerio de Minas y Energía desde el mismo año y hasta el tercer trimestre de 2024 se dio el primer ajuste de cargos por parte de la CREG (MME, 2022).

Con el fin de dar pronta respuesta a estas solicitudes, se insta a la CREG a realizar el ajuste tarifario correspondiente en un plazo no mayor a tres meses, una vez se radique ante la comisión la propuesta de ajuste de cargos por parte del OR y se cuente con el visto bueno de la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía.

- **Bibliografía**

CREG. (2018). *Documento CREG 015 2018*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente T-GJ-F-01 11-08-2023 V-1	
--	--------------------------------------	--	--	--

CREG.	(2023).	Documento	CREG	901	17	2023.	Obtenido	de
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0901_17_2023.pdf								
CREG.	(2023).	Documento	CREG-101	001.			Obtenido	de
https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/6e7421d4616449860525896300779f78/%24FILE/D-101_%20001%20_2023%20Documento%20definitiva%20traslado%20mercados%20ZNI%20al%20SIN.pdf								
DANE.	(s.f.).	Geoportal	DANE.				Obtenido	de
https://geoportal.dane.gov.co/servicios/atlas-estadistico/src/Tomo_I_Demografico/2.2.3.-densidad-de-la-poblaci%C3%B3n-en-colombia.html								
IDEAM.	(2024).	IDEAM.					Obtenido	de
http://www.ideam.gov.co/AtlasWeb/index.html								
IPSE.	(2023).	Boletín	datos	IPSE.			Obtenido	de
https://ipse.gov.co/wp-content/uploads/2023/12/Boletin%20Datos%20IPSE%20Diciembre%202023.pdf								
MME.	(2022).	Resolución 40162 de 2022 del MME.						
SSPD.	(2023).	Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2022.					Obtenido	
							de	
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2022.pdf								
SSPD.	(2023).	Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica. Vigencia 2023.					Obtenido	
							de	
https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-sectorial-servicio-de-energia-ZNI-2023.pdf								
SSPD.	(2024).	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.					Obtenido	de
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-de-energia-ZNI-I-trimestre-2024.pdf								
CREG.	(2018).	Documento	CREG	015	2018.		Obtenido	de
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm								
CREG.	(2023).	Documento	CREG	901	17	2023.	Obtenido	de
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0901_17_2023.pdf								
CREG.	(2023).	Documento	CREG-101	001.			Obtenido	de
https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/6e7421d4616449860525896300779f78/%24FILE/D-101_%20001%20_2023%20Documento%20definitiva%20traslado%20mercados%20ZNI%20al%20SIN.pdf								
DANE.	(s.f.).	Geoportal	DANE.				Obtenido	de
https://geoportal.dane.gov.co/servicios/atlas-estadistico/src/Tomo_I_Demografico/2.2.3.-densidad-de-la-poblaci%C3%B3n-en-colombia.html								
IDEAM.	(2024).	IDEAM.					Obtenido	de
http://www.ideam.gov.co/AtlasWeb/index.html								
IPSE.	(2023).	Boletín	datos	IPSE.			Obtenido	de
https://ipse.gov.co/wp-content/uploads/2023/12/Boletin%20Datos%20IPSE%20Diciembre%202023.pdf								
MME.	(2022).	Resolución 40162 de 2022 del MME.						

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

SSPD. (2023). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2022*. Obtenido de <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2022.pdf>

SSPD. (2023). *Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica. Vigencia 2023*. Obtenido de <https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-sectorial-servicio-de-energia-ZNI-2023.pdf>

SSPD. (2024). *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*. Obtenido de <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-de-energia-ZNI-I-trimestre-2024.pdf>

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente Resolución aplica a las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios que atienden mercados en ZNI y se conectan al SIN, a los Operadores de Red, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y en general, a todos los agentes y entidades que tienen relación con la atención de mercados en ZNI que se conectan al SIN.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La resolución se expide con base en las facultades del Ministerio de Minas y Energía que se encuentran contenidas en el artículo 3 de la Ley 142 de 1994, los artículos 4 y 18 de la Ley 143 de 1994, el artículo 59 de la Ley 489 de 1998, los artículos 1, 2 y 5 del Decreto 381 de 2012, y el artículo 2.2.3.2.2.8 del Decreto 1073 de 2015.

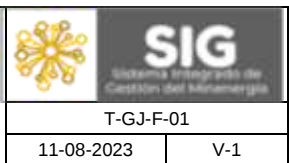
3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

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.

Por otro lado, la modificación de las áreas de distribución se encuentra vigentes desde su publicación según la Resolución 20227 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía.

Ahora bien, la vigencia de la resolución a expedirse se encuentra atada al hecho que la CREG, ajuste la regulación vigente en lo que corresponda, para garantizar que se elimine la liquidación y la facturación del cobro del transporte de energía reactiva, mientras la empresa prestadora en ZNI que se conectan al SIN y tengan un cargo transitorio mientras se trasladan al SIN.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

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

Sin embargo, si modifica el artículo 6 de la Resolución MME 40162 de 2022.

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 de la resolución objeto de esta memoria justificativa.

El

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

Grupo de Defensa Judicial, Extra Judicial y de Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía mediante correo electrónico rindió el informe sobre decisiones judiciales y señaló:

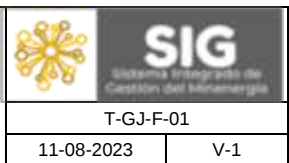
“De manera atenta, remito informe solicitado para realizar la memoria justificativa proyecto de resolución "Por la cual se establece un esquema diferencial de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, relacionado con la liquidación y facturación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva, para empresas que atienden mercados en ZNI y luego se conectan al SIN". Para la elaboración del mismo se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

- Resolución CREG 015 de 2018
- Resolución CREG 091 de 2007
- Resolución CREG 101 016 de 2022
- Resolución CREG 101 003 de 2023
- Decreto 1073 de 2015, artículo 2.2.3.2.8

Una vez revisada la base de datos, se tiene que, contra normas consultadas, no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

Tampoco aparecen en la página de la Corte Constitucional demandas contra estas disposiciones normativas que se encuentren pendientes o con sentencia, de acuerdo con lo cual se entiende que están surtiendo plenos efectos”.

4. IMPACTO ECONÓMICO

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

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

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

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

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

No aplica. Sin embargo, se cuenta con el sustento de viabilidad técnica conforme se observa en el presente documento.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	N/A
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

JORGE EDUARDO SALGADO ARDILA
Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

 Energía	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minero	T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

Elaboró: Juan Carlos Bedoya Ceballos

Revisó: María Alejandra Arias / Ángela Pabón

Aprobó: Jorge Eduardo Salgado Ardila / Juan Carlos Bedoya Ceballos