

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

Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aaaa):	29/04/2024
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 se conectan al SIN”.

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

1.1. 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), se tienen los siguientes datos, en relación con las ZNI:

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Ministerio de
Energía

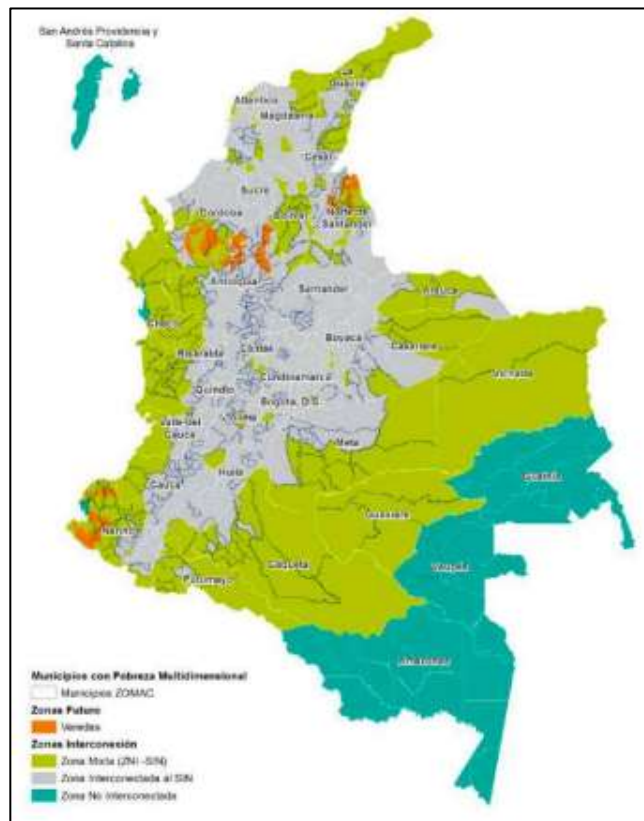
GJ-F-47

11-08-2023

V-1

- 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)

- 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

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Ministerio de Energía

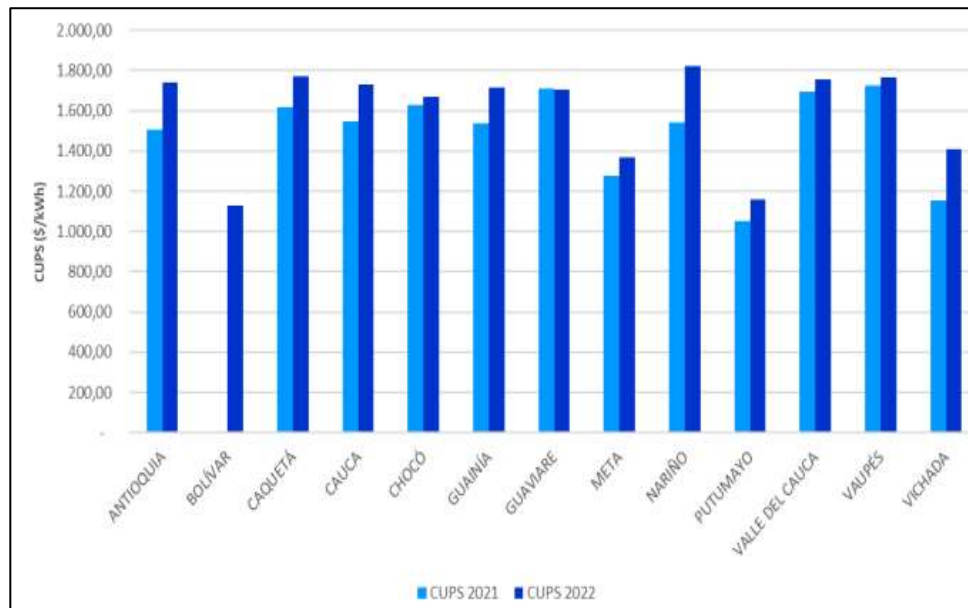
GJ-F-47

11-08-2023

V-1

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)

- 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:

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del EneMergía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

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.

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.

1.2. Transición al SIN de las empresas prestadoras en ZNI

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.

1.3. Energía reactiva: Concepto y esquema normativo

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Interconectado Nacional de
Gestión del Sistema Energético

GJ-F-47

11-08-2023

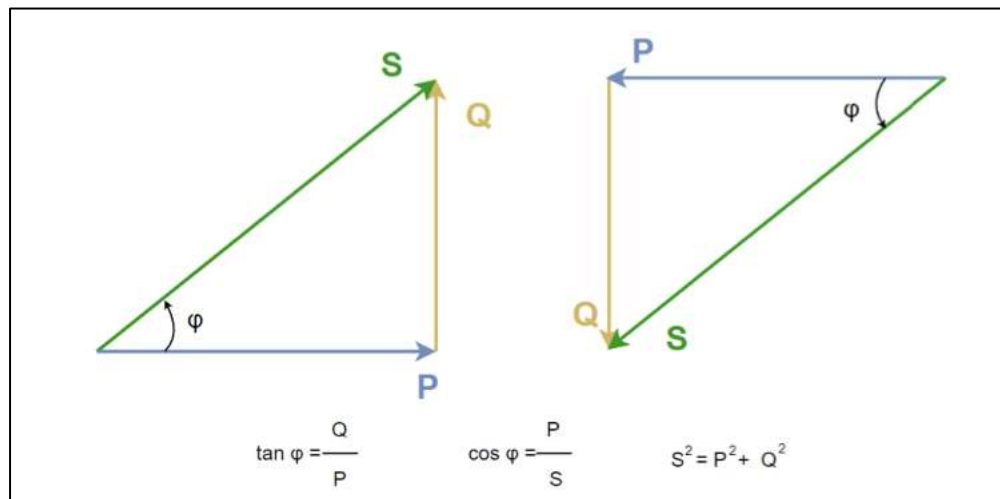
V-1

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) 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 4, 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 4, lado derecho).

Figura 4 Triángulo 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.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG

Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

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 en el literal c) del capítulo 12, establece las condiciones para el pago del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso, como sigue:

“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.”

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

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.

1.4. Esquema diferencial: Exención Transitoria del Cobro de Transporte de Energía Reactiva

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*

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

dicha prestación, los cuales podrán cobijar adicionalmente a los planes, programas y proyectos actualmente en operación”.

En virtud de dicha facultad, y bajo el entendido que el cobro del transporte de energía reactiva capacitiva puede eliminarse, siempre y cuando las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, adelanten las inversiones necesarias para tal fin, 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 capacitiva, implican cargas económicas elevadas para las empresas que atienden mercados en ZNI, 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, mientras se ejecutan dichas inversiones, los Operadores de Red (OR) no liquidará ni facturará el cobro del transporte de energía reactiva capacitiva, en las fronteras correspondientes, desde el momento en que la empresa prestadora en ZNI que se conecta al SIN le comunique al OR que ha radicado ante la CREG una solicitud de ingresos de la actividad de distribución y hasta el año siguiente a la fecha de aprobación de ingresos.

Se espera que los recursos que dejan de ser cobrados al prestador ZNI que se conecta al SIN, puedan ser invertidos por este, en la implementación de los mecanismos requeridos para eliminar el transporte de energía reactiva capacitiva.

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 capacitiva, mientras la empresa prestadora en ZNI que se conectan al SIN, realiza las inversiones necesarias para eliminar el transporte de energía reactiva capacitiva.

La exención mencionada será aplicable únicamente si la empresa prestadora en ZNI, incluye en los Planes de Inversión a presentar a la CREG, dentro de la solicitud de aprobación de ingresos, las inversiones necesarias para eliminar el transporte de energía reactiva capacitiva en exceso según los límites establecidos en las Resoluciones

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

CREG 070 de 1998, CREG 015 de 2018, y aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

1.5. Evaluación económica de la exención transitoria del cobro de transporte de energía reactiva

La conveniencia económica del esquema diferencial del cobro de transporte de energía reactiva para las empresas de ZNI que se conectan al SIN, se determina a través de una evaluación de la relación beneficio – costo, como se pasará a explicar:

a) Costos

Los costos de inversión de referencia para las compensaciones reactivas capacitivas se presentan en la Tabla 1 y

Tabla 2. Se destaca que, las cifras fueron indexadas a pesos de febrero de 2024 empleando la serie de oferta interna del Índice de Precios al Productor (IPP) tomada del Banco de la República¹.

Tabla 1 Costo de inversión de referencia compensaciones reactivas. Nivel de tensión 2

Equipo	Capacidad (MVar)	Valor (COP feb 2014)	Fuente
Compensación Dinámica o continua de potencia reactiva por electrónica de potencia. Inductivos y capacitivos	0,4	\$152.027.520	Tabla 5 DOCUMENTO IEB-1334-22-01. Mayo 2023
Filtro activo. Inductivos y capacitivos	0,4	\$340.000.000	Tabla 5 DOCUMENTO IEB-1334-22-01. Mayo 2023
Compensación reactiva - capacidad final mayor de 600 a 1200 kVAr - nivel 2	1,2	\$91.099.127	UC Resolución CREG 097 de 2008

¹ <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-del-productor-ipp>

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

Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1200 a 2400 kVAr - nivel 2	2,4	\$143.043.601	UC Resolución CREG 097 de 2008
Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2400 a 3600 kVAr - nivel 2	3,6	\$188.631.676	UC Resolución CREG 097 de 2008
Precios internacionales compensadores N2	4,5	\$436.942.663	Tabla 67. Circular CREG 38 de 2014. Anexo 6
Precios internacionales compensadores N2	9	\$472.403.214	Tabla 67. Circular CREG 38 de 2014. Anexo 6
Banco de compensadores tipo pedestal 9 MVar	9	\$672.709.277	Resolución CREG 78 de 2021

Tabla 2 Costo de inversión de referencia compensaciones reactivas. Nivel de tensión 3

Equipo	Capacidad (MVar)	Valor (COP feb 2014)	Fuente
Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1,2 a 2,4 MVar - nivel 3	2,4	\$151.663.573	UC Resolución CREG 097 de 2008
Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2,4 a 5,4 MVar - nivel 3	5,4	\$256.577.333	
Compensación reactiva - capacidad final mayor de 5,4 a 14,4 MVar - nivel 3	14,4	\$547.358.558	

Para determinar los costos anuales correspondientes a la instalación y operación de las compensaciones capacitivas, 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) anual del 2% o 4% de la inversión, dependiendo del nivel de tensión al que se conecta la compensación, y se adiciona el 2% de activo no eléctrico. En la Tabla 3 se presenta el resumen de estas variables.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Insumo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Tabla 3 Variables utilizadas para el cálculo de los costos

Variable	Descripción	Fuente
Vida útil	35 años	Tabla 3. Numeral 3.2.4 Anexo General Resolución CREG 15 de 2018
AOM	2% para nivel de tensión 4 o 3, del costo de inversión 4% para nivel de tensión 2 o 1, del costo de inversión	Numeral 4.2 Anexo General Resolución CREG 15 de 2018
Activo no eléctrico (ANE)	2% del costo anual de inversión	Numeral 3.1.2 Anexo General Resolución CREG 15 de 2018
Tasa	12,09%	Resolución CREG 215 de 2021

A continuación, se presentan los costos totales anuales de instalación y funcionamiento de las compensaciones capacitivas, valorados bajo los supuestos mencionados:

Tabla 4 Costos anuales (COP febrero 2024). Compensaciones nivel de tensión 3

Capacidad (MVar)	Costo de instalación	Anualidad inversión	Anualidad AOM	Anualidad ANE	Total
2,4	151.663.573	18.680.111	3.033.271	373.602	22.086.984
5,4	256.577.333	31.602.137	5.131.547	632.043	37.365.726
14,4	547.358.558	67.417.101	10.947.171	1.348.342	79.712.614

Tabla 5 Costos anuales (COP febrero 2024). Compensaciones nivel de tensión 2

Capacidad (MVar)	Costo de instalación	Anualidad inversión	Anualidad AOM	Anualidad ANE	Total
0,4	340.000.000	41.877.146	13.600.000	837.543	56.314.689
2,4	143.043.601	17.618.405	5.721.744	352.368	23.692.517
4,5	436.942.663	53.817.387	17.477.707	1.076.348	72.371.442
9	672.709.277	82.856.308	26.908.371	1.657.126	111.421.805

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

b) Beneficios

El beneficio considerado, corresponde a la eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso, para las empresas que atienden mercados en ZNI y se conectan al SIN, que es trasladado al usuario final según lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 capítulo 12 literal c.

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.

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de
Gestión del Ministerio de
Energía

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

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 establecer los beneficios:

Tabla 6 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 : Nuquí – 187.874 kWh: Mapiripán A partir de estos consumos se realizan diferentes sensibilidades considerando que la energía reactiva capacitiva corresponde a un porcentaje de la energía activa (50% incrementando en 10% hasta llegar al 150%), como se muestra en la Tabla 7. Este supuesto busca que el factor de potencia capacitivo 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 capacitiva: <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</i>

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

		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.”
$D - COP/kWh$	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 7 Supuestos de cantidad de energía reactiva capacitiva mensual

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

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva capacitiva				
		110%	120%	130%	140%	150%
		Energía reactiva capacitiva 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

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Bajo los supuestos descritos, en la **Tabla 8** se presenta el resumen del ahorro que se obtiene por la eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso para las empresas que atienden mercados en ZNI y se conectan al SIN, suponiendo que la conexión se realiza en el nivel de tensión 3.

Tabla 8 Ahorro anual por la eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso. Conexión en nivel de tensión 3

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva capacitiva					
		50%	60%	70%	80%	90%	100%
		Ahorro anual (COP feb 2024)					
Escenario 1	680.242	367.330.680	440.796.816	514.262.952	587.729.088	661.195.224	734.661.360
Escenario 2	233.502	126.091.080	151.309.296	176.527.512	201.745.728	226.963.944	252.182.160
Escenario 3	187.874	101.451.960	121.742.352	142.032.744	162.323.136	182.613.528	202.903.920

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva capacitiva				
		110%	120%	130%	140%	150%
		Ahorro anual (COP feb 2024)				
Escenario 1	680.242	808.127.496	881.593.632	955.059.768	1.028.525.904	1.101.992.040
Escenario 2	233.502	277.400.376	302.618.592	327.836.808	353.055.024	378.273.240
Escenario 3	187.874	223.194.312	243.484.704	263.775.096	284.065.488	304.355.880

Adicionalmente, en la Tabla 9 se presenta el resumen del ahorro por la eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso para las empresas que atienden mercados en ZNI y se conectan al SIN suponiendo que la conexión se realiza en el nivel de tensión 2.

Tabla 9 Ahorro anual por la eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso. Conexión en nivel de tensión 2

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva capacitiva					
		50%	60%	70%	80%	90%	100%
		Ahorro anual (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

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

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 capacitiva				
		110%	120%	130%	140%	150%
		Ahorro anual (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

c) Relación beneficio - costo

Con los resultados de la evaluación de los beneficios y costos, asociados a la eliminación transitoria del costo de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso para las empresas que atienden mercados en ZNI y se conectan al SIN, se realizó el cálculo de la relación beneficio - costo.

Partiendo del escenario de consumo y supuestos de energía reactiva capacitiva presentados, las compensaciones capacitivas requeridas para dar cumplimiento a las disposiciones de la Resolución CREG 070 de 1998 están en un rango de entre 130 kVar y 1.417 kVar.

Por lo anterior, se trabaja con costos de inversión de \$340.000.000 COP, correspondientes al mayor valor de inversión para compensaciones de este rango según la información presentada en la Tabla 4 y Tabla 5.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la relación beneficio - costo en diferentes escenarios.

Tabla 10 Resultados relación beneficio/costo eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva. Conexión de ZNI al SIN. Nivel de tensión 3

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva capacitiva										
		50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



SIG
Sistema Integrado de Gestión del Incentivo

GJ-F-47

11-08-2023

V-1

Escenario 1	680.242	7,4	8,9	10,4	11,9	13,4	14,8	16,3	17,8	19,3	20,8	22,3
Escenario 2	233.502	2,5	3,1	3,6	4,1	4,6	5,1	5,6	6,1	6,6	7,1	7,6
Escenario 3	187.874	2,0	2,5	2,9	3,3	3,7	4,1	4,5	4,9	5,3	5,7	6,1

Tabla 11 Resultados relación beneficio/costo eliminación del costo de transporte de energía reactiva capacitiva. Conexión de ZNI al SIN. Nivel de tensión 2

	Energía activa mensual (kWh)	% Energía reactiva capacitiva										
		50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Escenario 1	680.242	11,60	13,92	16,23	18,55	20,87	23,19	25,51	27,83	30,15	32,47	34,79
Escenario 2	233.502	3,98	4,78	5,57	6,37	7,16	7,96	8,76	9,55	10,35	11,15	11,94
Escenario 3	187.874	3,20	3,84	4,48	5,12	5,76	6,41	7,05	7,69	8,33	8,97	9,61

La totalidad de relaciones beneficio - costo calculadas, son superiores a 1. 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.

1.6. Bibliografía

- IPSE. (2023). *Boletín datos IPSE*. Obtenido de <https://ipse.gov.co/wp-content/uploads/2023/12/Boletin%20Datos%20IPSE%20Diciembre%202023.pdf>
- 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>
- UPME. (2023). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/siel/PIEC/2019-23/PIEC_2019-2023_VF.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

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

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 correspondiente acto

La resolución se expide con base en las facultades del Ministerio de Minas y Energía que se encuentran contenidas en los artículos 2 y 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.

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 capacitiva, mientras la empresa prestadora en ZNI que se conectan al SIN, realiza las inversiones necesarias para eliminar el transporte de energía reactiva capacitiva.

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 de la resolución objeto de esta memoria justificativa.

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

3.5. Circunstancias jurídicas adicionales

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica que pueda ser relevante en la expedición del acto administrativo objeto de esta memoria justificativa.

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
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	N/A
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública (Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)	N/A

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía	
	GJ-F-47	
	11-08-2023	V-1

Otros	N/A
-------	-----

Aprobó:

JORGE EDUARDO SALGADO ARDILA

Jefe Oficina Asesora Jurídica
Ministerio de Minas y Energía

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y
Empresariales Ministerio de Minas y
Energía

Elaboró: Tatiana Diaz Morales/Ruth Katherine López/Esteban Jurado Gómez/Miguel Ángel Lozada.

Revisó: Juan Carlos Bedoya / Jorge Eduardo Salgado

Aprobó: Omar Andrés Camacho Morales