

RESPUESTA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA A EL CUESTIONARIO PARA DEBATE DE CONTROL POLÍTICO ANEXO A LA PROPOSICIÓN NO. 55 DE 2024 RELACIONADA CON “TEMAS DE ENERGÍA”, PRESENTADA POR EL H.R. JUAN ESPINAL.

En el marco de las funciones y competencias otorgadas al Ministerio de Minas y Energía mediante Decreto No. 381 de 2012, me permito dar respuesta a la solicitud de información anexa al cuestionario para debate de control político mencionada:

- 1. ¿Qué medidas se están tomando o se planean tomar para abordar la creciente demanda de energía y garantizar un suministro estable de energía en todas las regiones? ¿cómo afecta este incremento en la demanda de energía a la infraestructura energética actual del país?**

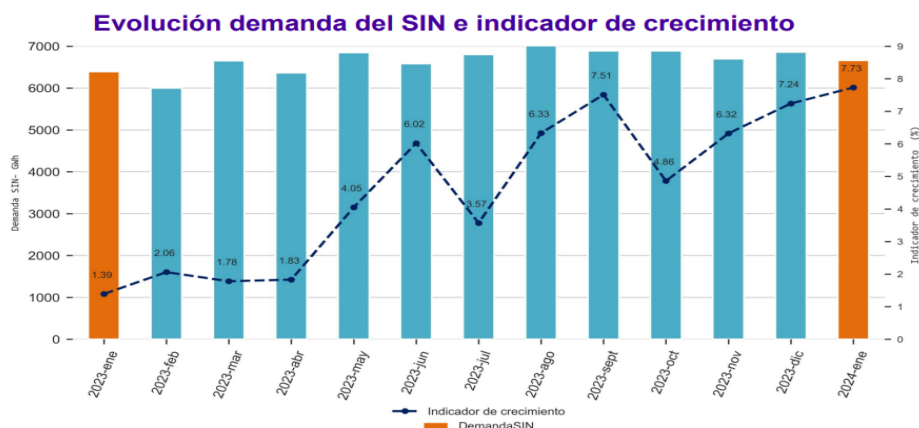


Figura 1. Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento. Fuente XM

La generación térmica, por su capacidad instalada y disponibilidad gracias al esquema de cargo por confiabilidad¹, sería la llamada a suplir la energía eléctrica que las hidroeléctricas no estuvieran en capacidad de aportar de acuerdo con las estrategias de corto, mediano y largo plazo del despacho eléctrico en una posible situación de criticidad. Los combustibles que se utilizan en estas generadoras son carbón, gas natural (de producción local e importado), diésel, combustóleo, entre otros.

– Acciones orientadas al incremento de la demanda:

Como se aprecia en la 1 figura (Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento), es vital trabajar en una campaña de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica

¹ La Resolución CREG 071 de 2006 define el Cargo por Confiabilidad como la remuneración que se paga a un generador por la disponibilidad de activos de generación para garantizar el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme (OEF) que le fue asignada mediante el mecanismo de Subasta. Esta es la energía que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio bajo condiciones críticas.

dirigida a los diferentes consumidores con el fin de generar acciones enfocadas en un cambio de hábitos en ciudadanos, instituciones y sector privado que ayuden a mitigar la presión que sobre el sistema de generación de energía eléctrica implica el incremento en la demanda; así como el impacto subsecuente en los precios del servicio público. Es por ello que desde el Ministerio de Minas y Energía (MME) hemos desarrollado campañas del uso eficiente y racional de los recursos y que se han divulgado ampliamente a través de los diferentes medios del país.

<https://www.youtube.com/watch?v=In0nZB9RkrU>,
<https://www.youtube.com/watch?v=IsogllMWaGo>,
<https://www.youtube.com/watch?v=SUDVMSfhrCl>.
<https://www.youtube.com/watch?v=-rQCeqKltlw>,
<https://www.youtube.com/watch?v=ejHy65Ym1sk>,
<https://www.youtube.com/watch?v=heURPkCaJh8>,
<https://www.youtube.com/watch?v=ouPNx1QFvOM>,
<https://www.youtube.com/watch?v=heURPkCaJh8>

- **Análisis vs incremento en la demanda:**

Según los resultados del Análisis Energético de Mediano Plazo realizado por XM, Colombia cuenta con energía suficiente para atender la demanda nacional para el periodo 2023-2024. La empresa consideró escenarios estocásticos o de simulaciones y escenarios determinísticos con análisis históricos. En todos los escenarios encontró que la capacidad instalada de generación eléctrica es suficiente para satisfacer la demanda nacional.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) estima una demanda de energía para el periodo 2023-2024 (1 diciembre de 2023 al 30 de noviembre de 2024) que alcanza las 82.177 GWh/año (224.5 GWh/día).

Bajo el actual escenario, Colombia tiene instalada 19.898,6 MW de capacidad efectiva neta para generar energía eléctrica. La participación de la generación de electricidad a partir de fuentes hídricas es del 66,4%, seguido de la generación a partir de fuentes térmicas (30,0%) y de fuentes renovables no convencionales (3,6%). Siendo así, es posible afirmar que Colombia cuenta con energía suficiente para atender la demanda nacional para el periodo 2023-2024.

Tipo/Fuente de energía	Capacidad/Efectiva (MW)
Biomasa	209,84
Eólica	18,4
Hidráulica	13.206,2

Ministerio de Minas y Energía

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co

Dirección: Calle 43 No.57 – 31 CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (60) +1 220 0300

Línea Gratuita: 01 8000 910 180

Solar	487,2
Térmica	5.976,9
Total Capacidad Efectiva Neta	19.898,6

Tabla No. 2. Colombia Capacidad Efectiva de Generación según fuente – 2024.

Fuente: Sinergox – XM

Adicionalmente, ante la existencia de un periodo de sequía nacional, los generadores hidroeléctricos en conjunto con el operador del sistema Administradores del Mercado Eléctrico (XM) gestionan los embalses para que el país pueda mantener la confiabilidad energética suficiente y honrar así los compromisos del cargo por confiabilidad hasta terminar el fenómeno de “El Niño”, dando paso a la generación termoeléctrica.

- ¿Cuáles son las medidas del Gobierno y el Ministerio de Minas y Energía está implementando para mitigar el impacto de los precios de las tarifas de energía en la población y economía en general?**
- ¿Qué medidas están tomando para asegurar que los ajustes en las tarifas de energía eléctrica no afecten desproporcionadamente a los hogares de bajos ingresos y las regiones más vulnerables?**

A modo de contexto y previo a dar respuesta a las preguntas 2 y 3, desde el Ministerio de Minas y Energía se considera oportuno mencionar que las variaciones del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), se presentan como resultado de la aplicación, por parte de las empresas comercializadoras de la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual ha dispuesto que el CU está conformado por la suma de los componentes de las actividades de la cadena de valor, esto es, generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (P) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor, como se expone a continuación:

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_v_m + PR_{n,m} + R_m$$

Generación 30%
Transmisión 7%
Distribución 40%
Comercialización 13%
Pérdidas 7%
Restricciones 3%

Ahora bien, el cuadro a continuación desarrolla uno a uno estos componentes y permite comprender con mayor claridad qué actividades y costos comprenden y, de manera muy general, las variables que influyen en su fluctuación:

Componente	Resolución	Definición del Componente	Explicación	Factores de variación
------------	------------	---------------------------	-------------	-----------------------

Ministerio de Minas y Energía

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co

Dirección: Calle 43 No.57 – 31 CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (60) +1 220 0300

Línea Gratuita: 01 8000 910 180



Componente	Resolución	Definición del Componente	Explicación	Factores de variación
Generación: $G_{m,i,j}$	Res. CREG 119 de 2007, Modificado por la Res. CREG 129 de 2009, Res CREG 101 002 del 2022	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del comercializador minorista	Costo de compra de energía en bolsa o por medio de contratos a largo plazo.	Contratos: Indexación por medio de IPC Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las condiciones del mercado
Trasmisión: T_m	Resolución CREG 011 de 2009	Costo por uso del Sistema Nacional de Trasmisión (STN) (\$/kWh) para el mes m . Liquidado por LAC	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el <i>transporte</i> de energía de las plantas generadoras hasta las redes del STR	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente por las variaciones en la demanda.
Distribución: $D_{n,m}$	Mientras entra en aplicación la Resolución CREG 015 de 2018, el valor de este componente por nivel de tensión se calcula mediante la Resolución CREG 097 de 2008	Costo por uso del Sistema de Distribución (STR) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m . Los cargos para remunerar los define la LAC.	Corresponde al valor que se paga por <i>transportar</i> la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR. El Ministerio de Minas y Energía junto con la CREG definieron la conformación de las ADD que agrupan el cargo de Distribución de empresas que comparten ciertas características a través de un cargo unificado denominado DtUN.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente
Comercialización: $C_{vm,i,j}$	Resoluciones CREG 180, modificada por la Res CREG 191 de 2014 por la Resolución CREG 019 de 2018.	Margen de comercialización correspondiente al mes m , del comercializador minorista. (\$/kWh)	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones, pagos al administrador del mercado.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Consumidor (IPC). Varía mensualmente.
Restricciones: $R_{m,i}$	Resolución CREG 119 de 2007	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m . (\$/kWh)	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el STN opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.	Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la disponibilidad de los activos de trasmisión. Varía mensualmente.
Pérdidas: $PR_{n,m,i,j}$	Resolución CREG 173 de 2011 - Resolución CREG 015 de 2018	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del comercializador minorista.	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR, SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por mercado de comercialización	Varía por empresa de acuerdo con el costo aprobado.

Una vez se ha calculado el CU, el Comercializador procede a definir para cada usuario si es sujeto de aporte por contribución de solidaridad (usuarios de estrato 5 y 6, Comerciales e Industriales), o si es sujeto de subsidios cruzados a la demanda (usuarios de estratos 1, 2 y eventualmente 3). De esta manera, al resultado que se obtiene de sumar o restar al CU, según corresponda, el porcentaje de aporte o de subsidio, se le denominará Tarifa, y será el valor a cobrar al usuario en particular.

Ahora bien, la explicación precedente es antesala necesaria para acometer la exposición de las acciones que, desde el Gobierno nacional, en cabeza de esta cartera ministerial, se han liderado para atender la problemática que se ha presentado en el

aumento de las tarifas de energía eléctrica en el país. En ese sentido se tiene que, en diferentes espacios, se han coordinado sesiones técnicas entre los prestadores del servicio, los gremios del sector, así como con representantes de la sociedad civil, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Estas acciones se materializaron en lo que se denomina hoy el “Pacto por la Justicia Tarifaria” (PJT).

En general, dentro de las acciones se destacan los acuerdos que se enlistan a continuación:

- ✓ **Expedición de regulación para disminuir las tarifas de energía en el país a corto plazo:** frente a este punto se identificó por parte de este Ministerio el comportamiento inflacionario que estaba afectando las tarifas debido a los efectos de actualización mensual con los indexadores de IPP e IPC. Para ello se trabajó junto con la CREG en la expedición de medidas regulatorias a corto plazo con la expedición de las resoluciones CREG 101 027, 101 029 y 101 031 de septiembre de 2022, las cuales permitieron ajustar tales indicadores como medida principal y dar señales para evitar trasladar a los usuarios incrementos tarifarios por encima de los indexadores temporales definidos.
- ✓ **Renegociación de contratos entre empresas generadoras y comercializadoras de energía:** con el fin de beneficiar a los usuarios en su tarifa final, se renegociaron 857 contratos entre empresas generadoras y comercializadoras de energía. De estos contratos, el 53% estaba destinado a atender el mercado regulado y el 47% el mercado no regulado. Un total de 82 empresas se acogieron al PJT y ajustaron sus contratos, mientras que 33 empresas no realizaron modificaciones. Lo anterior, según lo establecido en la Circular CREG 097 de 2022².
- ✓ **Expedición de regulación para reducir costos del componente de restricciones:** con la expedición de la Resolución CREG No. 101 028, se flexibilizaron las medidas operativas que afectan el valor a pagar por restricciones en el mercado general de energía eléctrica. Como resultado, se logró una reducción casi inmediata de cerca del 32% y hasta el 75% en el valor de este componente en el costo unitario (CU) del servicio de energía. Vale la pena destacar que la reducción aplicó de manera uniforme a todos los usuarios, ya que es un concepto que se liquida de manera transversal.

² Circular CREG 097 del 2022 “ACTUALIZACIÓN INFORME CONSOLIDADO DE MODIFICACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DERIVADOS DE LAS MEDIDAS CONTENIDAS EN LA RESOLUCIÓN CREG 101 029 DE 2022” Link de acceso: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/640b4d2dec5637c0052588db007c9dc3/\\$FILE/Circular097-2022.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/640b4d2dec5637c0052588db007c9dc3/$FILE/Circular097-2022.pdf)

Gracias a las medidas adoptadas en las resoluciones del Pacto por la Justicia Tarifaria, se logró una disminución en las tarifas trasladadas a los usuarios finales. La primera disminución se evidenció en el componente de restricciones (Gráfica de la 1 Tabla) en septiembre del 2022, donde el valor disminuyó un 32%, pasando de 68\$/kWh en agosto a 46.11 \$/kWh en septiembre. En octubre de 2022, la disminución fue del 36%, con un valor para el componente de 26.62 \$/kWh. Gracias a los ajustes regulatorios en los indexadores y la renegociación de contratos auspiciada por el ministerio, se logró cambiar la tendencia del CU a una decreciente entre agosto y diciembre de 2022.

Ahora bien, entre enero y marzo de 2023, se revirtió la tendencia de disminución del CU lograda durante la primera parte del PJT, debido al aumento en los precios de bolsa y en los niveles de exposición por parte de algunos comercializadores del mercado de energía. A pesar de la reversión, los efectos positivos del PJT son evidentes cuando se compara el comportamiento real con la proyección de una tendencia sostenida desde 2022.

En esta misma línea y, pese a los logros de las medidas regulatorias antes descritas, la tendencia creciente del CU entre enero y marzo de 2023, dieron lugar al inicio de la segunda fase del PJT, como se describe a continuación:

- ✓ **Diálogos vinculantes:** en este escenario de participación, desde el Gobierno Nacional se propiciaron espacios de participación ciudadana junto con otros actores del mercado de energía, buscando consolidar alternativas de mediano y largo plazo relacionadas con el servicio y la tarifa. A estas mesas, realizadas durante el mes de abril del año 2023, asistieron usuarios, vocales de control, representantes de la comunidad de la Región Caribe, donde no solo se escucharon los problemas asociados al servicio, sino que se abordaron alternativas para fortalecer el servicio en dicha región.
- ✓ **Expedición del Decreto 0929 de 2023:** para aterrizar las iniciativas de la segunda fase del PJT, desde el MME, se estructuró la primera versión del Proyecto de Decreto “por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica” y se publicó para comentarios entre el 25 de marzo y el 19 de abril de 2023, recibiendo por parte de la ciudadanía y los grupos de interés, 117 propuestas y comentarios.

Como resultado de los análisis, y tomando en cuenta las apreciaciones del sector, los usuarios y las partes interesadas, se expidió el Decreto 0929 de 2023, el cual

³ Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

establece políticas y lineamientos para promover la eficiencia en el mercado mayorista, entre otros. Todo enfocado en la formación eficiente de precios en el mercado y la disminución de costos de transacción de las coberturas. Con ello se espera, que, al ser implementadas estas medidas por parte de la CREG, ello se traduzca en una disminución de las tarifas del servicio de energía eléctrica en el largo plazo y se atiendan con ello las causas subyacentes al incremento de los precios en el mercado eléctrico.

En conclusión, el “Pacto por la Justicia Tarifaria” es un ejemplo de cómo la permanente articulación del sector energético con los agentes, las agremiaciones sectoriales y ciudadanía permiten identificar oportunidades de mejora en las acciones, políticas y estrategias con un enfoque de participación que permiten implementar medidas que incrementan la eficiencia económica del mercado.

Ahora bien, El Gobierno Nacional, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), recientemente expidió el proyecto de Resolución 701 028 de 2023, mediante el cual se busca adoptar reglas transitorias en el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista durante el período del Fenómeno de El Niño.

Las medidas contenidas en el referido proyecto regulatorio tienen como objetivo principal que, durante el período de sequía correspondiente al Fenómeno de El Niño 2023-2024, los precios de la bolsa de energía sean eficientes, aun cuando la oferta de generación hidroeléctrica disminuya, y con ello se prevengan alzas considerables en las tarifas, puesto que se evita trasladar a los usuarios precios artificialmente contruados o que no correspondan a costos operativos realmente asociados a los criterios normativos establecidos para ello.

Lo anterior, aunado a otra serie de medidas regulatorias que desde la CREG se han estado implementando, tales como: aumentar la oferta de energía a partir de venta de excedentes de generación o disponer de mayor suministro de combustibles para la generación térmica, entre otras, permitirán que el componente de generación (G) dentro de la tarifa del servicio público de energía eléctrica, no se incremente injustificadamente y por el contrario, pueda tender a la baja. A continuación, se enlistan las resoluciones que buscan implementar las diferentes medidas en comento:

- **Resolución CREG 101 018 de 2023:** Define un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía y se modifica la Resolución CREG 024 de 1995.

- **Resolución CREG 101 016 de 2023:** Adopta medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista.
- **Resolución CREG 101 015 de 2023:** Amplía el periodo de aplicación de las medidas transitorias establecidas en la Resolución 101 029 de 2023, para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC.
- **Resolución CREG 101 024 de 2023:** Amplía la medida por la que el precio de referencia transitorio para el cálculo de garantías corresponderá al mínimo entre el precio de bolsa y el Precio Promedio de los Contratos (Mc) ampliando la medida hasta el 30 de abril del 2024 para los comercializadores que atiendan usuarios finales del mercado regulado y tengan saldos acumulados pendientes de cobro a los usuarios por la aplicación de la opción tarifaria.
- **Resolución CREG 101 023 de 2023:** Amplía hasta diciembre de 2023 el plazo para que los comercializadores puedan diferir sus obligaciones de pago a los generadores en el mercado.
- **Resolución CREG 101 028 de 2023:** Recuperación de saldos Opción Tarifaria.
- **Resolución CREG 101 033 de 2023:** Por la cual se modifica el artículo 10 de la Resolución CREG 130 de 2019 (Modificación plazos de contratación).
- **Resolución CREG 101 034 de 2023:** Por la cual se establecen disposiciones transitorias para la entrega de excedentes de generación de energía al SIN
- **Resolución CREG 101 036 de 2023:** Habilitar transitoriamente la contratación directa de energía por parte de comercializadores que atienden demanda regulada (PLG)
- **Resolución CREG 102 006 de 2023:** Se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020”, el cual busca medidas de flexibilización para la comercialización de excedentes de gas natural.
- **Proyecto de Resolución CREG 701 028 de 2023:** “Por la cual se adoptan reglas transitorias en el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista durante el período del Fenómeno de El Niño”, mediante el cual se fijan reglas para determinar precios de bolsa eficientes durante periodos de escasez.
- **Proyecto de Resolución CREG 701 030 de 2023:** Valoración de la generación de Mínimos Operativos (MO) por restricciones ambientales y/o fitosanitarios.
- **Proyecto de Resolución CREG 701 031 de 2023:** Oferta de precios conforme el Nivel de Probabilidad de Vertimiento (NPV)

Finalmente se aclara que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no buscan impactar un mercado en particular, si no que pretende lograr que todos los usuarios a nivel nacional tengan una posible reducción en las tarifas del servicio de energía eléctrica.

4. ¿Cuál es la estrategia del Ministerio de Minas y Energía para abordar el riesgo financiero que enfrentan las 36 comercializadoras de energía que representan a 38,7% del suministro energético en Colombia, advertidas en el informe XM?

Desde el Ministerio de Minas y Energía - MME, conocemos la problemática que se presentó en el mercado energético por el incremento en su momento del saldo acumulado de la aplicación de la opción tarifaria, lo cual ocasionó un riesgo financiero para las empresas que se encontraban aplicando esta medida. Por tal motivo, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía – MinHacienda y el Departamento Nacional de Planeación – DNP y FINDETER, se adelantaron reuniones para identificar una posible solución que permitiera alivianar la suficiencia financiera de las empresas.

Por lo anterior, con miras a alivianar el flujo de caja y la liquidez para las empresas en corto plazo, el Gobierno Nacional expidió la Ley 2299 del 10 de 2023, el cual a través del artículo 5 da lineamientos para que *“La Financiera de Desarrollo Territorial S A. – FINDETER estructurará previa verificación de la Superintendencia Financiera de Colombia el cumplimiento de los requisitos para la administración y gestión de los sistemas integrales de riesgos, otorgar crédito directo, con o sin tasa compensada, a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.”*

En línea con lo anterior, FINDETER expidió el Decreto 1637 del 2023, a través del cual reglamenta lo que se indicó en el párrafo anterior y crea una línea de crédito directo con tasa compensada para las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG hasta por un monto de UN BILLÓN DE PESOS (\$1.000.000.000.000).

Vale la pena mencionar que a la fecha FINDETER en conjunto con esta cartera, se encuentra en proceso de renovación del procedimiento de aprobación del crédito para continuar con la asignación de los recursos.

En adición a lo anterior, desde la CREG se han expedido medidas enfocadas de igual manera a mejorar la liquidez de las empresas. Entre ellas se resalta la continuación de la renegociación de los contratos para lo cual fue expedida la Resolución CREG 101 023 del 28 de septiembre del 2023. También se destaca la expedición de la Resolución CREG 101 024 del 28 de septiembre del 2023, Por la cual se amplía el ámbito de aplicación y la vigencia de las medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista.

Ministerio de Minas y Energía

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co

Dirección: Calle 43 No.57 – 31 CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (60) +1 220 0300

Línea Gratuita: 01 8000 910 180

Ahora bien, con miras a implementar ayudas dirigidas hacia las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, FINDETER, mediante el Decreto 1638 del 2023, creó una línea de crédito para eficiencia, generación, comercialización, distribución, transmisión y almacenamiento en entidades del sector público, sector privado, entidades descentralizadas, y todas las demás que autorice la ley y de crédito directo con tasa compensada para las entidades territoriales para la ejecución de proyectos energéticos viabilizados en los términos del artículo 2.6.7.11.6. del presente capítulo, hasta por un monto de SEISCIENTOS MIL MILLONES (\$600.000.000.000) M/Cte.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), expidió la Resolución CREG 101 028 del 2023, mediante la cual se dio la directriz para que los comercializadores iniciaran con el recaudo de los saldos adquiridos por la aplicación de la opción tarifaria; por lo cual, se espera que las empresas vayan recuperando su flujo de caja y liquidez. Adicionalmente, para la vigencia 2024, el MME y el Ministerio de Hacienda están trabajando en pro de habilitar una línea de recursos adicional del orden de los montos aprobados para la anterior vigencia, que permita ampliar la liquidez de las empresas a través de créditos de redescuento a través de FINDETER.

Así mismo, desde este Ministerio se ha buscado que de manera ágil se realice el giro de recursos por pago de los subsidios facturados a usuarios de menores tarifas los cuales son asignados por el Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso - FSSRI, como también los recursos correspondientes al Fondo de Energía Social – FOES.

5. ¿Cómo está coordinado el Ministerio de Minas y Energía con el Ministerio de Hacienda y otras entidades relevantes para abordar los desafíos financieros y operativos del sector energético frente al Fenómeno del Niño y otros factores externos?

Como se indicó en la respuesta anterior, esta cartera Ministerial, en conjunto con MinHacienda, el Departamento Nacional de Planeación – DNP y FINDETER, han venido trabajando en los mecanismos que permitan identificar soluciones adicionales para alivianar la suficiencia financiera de las empresas. El resultado de estas reuniones ha derivado en la toma de medidas que han aumentado el flujo de caja de las empresas y han alivianado la situación financiera de estas.

6. ¿Cómo se puede equilibrar la responsabilidad del gobierno en la implementación de políticas como la Opción Tarifarias con la responsabilidad de las comercializadoras de energía para mantener su estabilidad financiera y garantizar el suministro energético?

En su momento, desde el Gobierno Nacional, y con ocasión de la emergencia derivada de la pandemia por COVID -19, se implementaron medidas de congelamiento de tarifas que derivaron en la acumulación excesiva de deudas en el sector por hasta 5.2 billones de pesos que, a su vez, afectaron el flujo de caja y la liquidez del eslabón más expuesto de la cadena del abastecimiento de electricidad (Distribuidoras-Comercializadoras).

Ante el escenario precedente, el Gobierno Nacional asumió el reto de velar por la prestación del servicio en condiciones de continuidad y calidad adecuadas, cuidando la estabilidad financiera de las empresas, y por estas razones, se expidieron las diferentes alternativas mencionadas en las respuestas anteriores, las cuales permitieron la continuidad de la prestación y ampliaron la liquidez de las empresas.

7. ¿Qué estrategia se está implementando para fomentar la inversión en infraestructura energética y promover la sostenibilidad del sector a largo plazo, especialmente frente a fenómeno climático como el fenómeno del niño?

Esta pregunta fue trasladada por competencia a la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG), la Unidad de planeación Minero-energética (UPME) y Fondo de Energía no Convencionales (FENOGE).

8. ¿Cuál es el estado real de la capacidad de atención de la demanda de energía del país frente a las proyecciones que tiene establecido el gobierno de acuerdo

Esta pregunta fue trasladada por competencia a la Unidad de planeación Minero-energética (UPME) y Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG)

9. Al informe de la UPME y la medición del incremento del consumo de la energía de las regiones?

Plan de expansión – Transmisión

En relación con los Planes de Expansión de Transmisión, el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de la Ley 1151 de 2007 y vigente conforme a lo dispuesto por los artículos 276 de la Ley 1450 de 2011 y 267 de la Ley 1753 del 2015 indica que *“compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución”*.

Así mismo, en el párrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994 se establece que es competencia de la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, elaborar los

Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, siguiendo los lineamientos establecidos por esta cartera Ministerial mediante Resolución 18 1313 del 2 de diciembre de 2002.

De este modo, en la vigencia se expidieron dos resoluciones, una asociada a modificación de resoluciones anteriores respecto a obras y fechas de puesta en operación y otra mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022 – 2036:

Resolución 40492 del 21 de noviembre de 2022: Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones 40779 del 21 de octubre de 2019, 40193 del 10 de julio de 2020 y 40039 del 11 de febrero de 2021, asociadas a proyectos de los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031 y 2019-2033”

Se modificó obras en Casanare – Arauca así:

Adicionar el segundo circuito, quedando un doble circuito Alcaraván – San Antonio 230 kV.

Separación de los proyectos en: i) Doble circuito Alcaraván – San Antonio 230 kV (incluyendo el segundo circuito) y ii) Línea Alcaraván – Banadía – La Paz 230 kV.

Nueva Fecha de Puesta en Operación del proyecto Subestación Alcaraván 230/115 kV y Doble Circuito Alcaraván – San Antonio 230 kV para el 31 de julio de 2027.

Nueva Fecha de Puesta en Operación del Proyecto Alcaraván – Banadía 230 kV y Subestación La Paz 230/115 kV Reconfiguración Banadía – La Paz para el 30 de junio de 2028”.

Se modificaron las siguientes Fechas de Puesta en Operación:

PROYECTO	FPO
San Antonio – Alcaraván 230 kV	Julio 2027
Alcaraván – Banadía – La Paz 230 kV	Junio 2028
Subestación Salamina 230 kV y líneas de transmisión asociadas	Mayo 2027
Subestación San Lorenzo 230 kV y líneas de transmisión asociadas	Marzo 2027
Subestación Cabrera 230 kV y líneas de transmisión asociadas	Marzo 2027
Subestación Pasacaballo 230 kV y líneas de transmisión asociadas	Enero 2027
Subestación Carreto 500 kV y líneas de transmisión asociadas	Marzo 2027

Adicionalmente a esta respuesta, se hacen traslados a la Unidad de planeación Minero-energética (UPME), Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG) y Administradores del Mercado Eléctrico XM, para que contesten desde su competencia.

10. ¿cuáles son las acciones planificadas por el Ministerio para satisfacer el aumento proyectado en la demanda de energía eléctrica en los próximos años?

Esta pregunta fue trasladada por competencia a la Unidad de planeación Minero-energética (UPME) y Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG)

11. ¿qué medidas se están implementando para fortalecer el desarrollo de la red eléctrica y la planificación estratégica, considerando el crecimiento proyectado en la demanda de energía eléctrica hasta el año 2037?

Esta pregunta fue trasladada por competencia a la Unidad de planeación Minero-energética (UPME)

12. Ante el aumento inesperado de la demanda de energía de 2023 y su posible comportamiento en aumento ante las afectaciones del fenómeno del niño, ¿cuáles son las medidas específicas que el gobierno está tomando para garantizar el suministro energético continuo y confiable para todos los colombianos en la presente vigencia?

Mediante la Circular 40012 de 2023 de mayo de 2023, el Ministerio de Minas y Energía exhortó a los generadores y comercializadores con compromisos adquiridos en marco de las subastas desarrolladas en 2019 y 2021 a renegociar los contratos, puesto que, como se explica en la Circular en mención, estos generadores deben recurrir a compras en el mercado para dar cumplimiento a sus obligaciones de suministro de energía y estos valores superan los precios que aquellos reciben del comprador.

Por otra parte, el artículo 17 del Decreto 1276 de 2023 del 31 de julio de 2023, estableció la suspensión de los contratos suscritos con ocasión de las subastas CLPE 02 – 2019, asociados a proyectos ubicados en La Guajira, aplazando temporalmente la obligación de suministro de energía hasta que entre en operación el proyecto de generación objeto del contrato y como plazo máximo hasta el 22 de julio de 2025.

Sin embargo, es importante precisar que, mediante la Sentencia C-463 del 2 de noviembre de 2023, la Corte Constitucional declaró inexecutable el Decreto 1276 de 2023, debido a que previamente por medio de la Sentencia C-383 de 2023, se declaró

la inexequibilidad del Decreto Legislativo 1085 del 2 de julio de 2023, que había declarado el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado en el Departamento de La Guajira, con efecto diferido de un año, respecto de aquellas medidas relacionadas con la amenaza de agravamiento de la crisis humanitaria por la menor disponibilidad de agua. Para el Alto Tribunal constitucional, ninguna de las medidas establecidas en el Decreto Legislativo 1276 de 2023 se relaciona con dicha crisis humanitaria por menor disponibilidad de agua, por lo que estableció que su inexequibilidad no sería diferida, sino inmediata.

En febrero de 2024, se expidió la Resolución 40042 de 2024, “Por la cual se establecen lineamientos sobre la modificación de Fecha de Puesta en Operación (FPO) y las Garantías para los proyectos de generación, cogeneración, autogeneración, contratos de suministro de energía a largo plazo y almacenamiento de energía con baterías y se adoptan otras disposiciones”. La expedición de la Resolución está motivada por:

- La dificultad en la entrada en operación de los proyectos Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER), debido incluso a circunstancias no imputables a la gestión del desarrollador. Hacen parte de estos proyectos aquellos que adquirieron compromisos de entrega de energía en contratos de Suministro de Energía Media Anual a Largo Plazo suscritos con ocasión de las Subastas CLPE No. 02-2019 y 03-2021, que tienen en algunos casos compromisos de entrega de energía vigentes a partir de enero de 2022 y que a la fecha los agentes generadores honran a través de compras de energía en bolsa tras la no entrada en operación de las plantas.
- En la regulación vigente existen diferentes esquemas de garantías para respaldar la entrada en operación de los proyectos, establecidas en la Resolución CREG 75 de 2021 y en las Resoluciones CREG 107 de 2019 y 186 de 2021, que, de acuerdo con lo establecido en la Resolución, podrán ser evaluados y unificados por la CREG en aras de alivianar la situación financiera de los generadores.

Mediante la mencionada Resolución, el Ministerio entrega lineamientos sobre el acceso y la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional a efectos de modificar las fechas de entrada en operación de los proyectos (FPO) y articular los diferentes esquemas de las garantías que respaldan la utilización de la capacidad de transporte asignada o la FPO, considerando la eficacia de su ejecución, las garantías u otros instrumentos equivalentes que afecten lo menos posible la liquidez de los proyectos, para que sean evaluados e incorporados dentro de la regulación expedida por la CREG.

A su vez, solicita al Regulador evaluar medidas transitorias que generen incentivos a los proyectos de generación de energía a los que se les ha ejecutado alguna de las garantías vigentes en la Regulación, en aras de alentar su entrada en operación, robusteciendo la estabilidad de la transición energética justa.

Además, otorga libertad en la modificación de los contratos de suministro de energía anual a largo plazo suscritos en las subastas, de común acuerdo entre las partes, lo que permitirá alivianar las condiciones como se indica en el artículo. Las partes no podrán reducir el contrato más allá del término establecido, pero sí podrán extenderlo por un término no mayor a 10 años.

Lo anterior, buscando que los desarrolladores de proyectos tengan alternativas para continuar con la ejecución de los proyectos y de esta manera el mercado nacional pueda contar con la energía que se espera que ingrese al sistema para la atención de la demanda nacional.

Adicionalmente se traslada a la Unidad de planeación Minero-energética (UPME)

13. ¿Se ha identificado alguna deficiencia en la infraestructura energética actual que pueda obstaculizar la capacidad del país para satisfacer la creciente demanda de energía?

Esta pregunta se traslada por competencia a la Unidad de planeación Minero-energética (UPME) y Administradores del mercado eléctrico XM.

14. ¿Cómo se garantiza que la prelación a los proyectos renovables sea suficiente para alimentar de manera estable el sistema energético del país?

En la más reciente subasta de OEF 2027-2028 se asignaron obligaciones por aproximadamente 9 GWh/día a 26 parques solares nuevos. Sin embargo, la mayoría de la energía firme seguirá siendo aportada por plantas existentes térmicas e hidráulicas, pues la energía asignada a parques solares representa sólo el 6% de la energía firme total asignada para ese periodo. A pesar de ser una participación baja dentro de la energía firme total, esta asignación ya favorece la diversificación de fuentes de energía firme y, por ende, favorece la competitividad del mercado. Cabe resaltar que actualmente existen más de 200 proyectos solares con conexión asignada ante la UPME, para entrar en operación entre 2024 y 2032.

Se espera que la inclusión de energía solar impacte en dos puntos importantes para la confiabilidad energética del país.

En términos de estallido 6G, la subasta aporta 4G de capacidad solar; es decir, adicional a los proyectos que están en pruebas que son cercanos a los 1G.

La subasta permite pasar de una capacidad de 19 G a 26 G.

15. ¿Cómo impacta la inclusión significativa de energía solar en la subasta en la capacidad efectiva neta del sistema energético colombiano?

Actualmente, el sistema eléctrico colombiano tiene una matriz poco diversificada, casi en su totalidad de energía hidráulica y térmica, pues hoy menos del 2% de la energía se genera con energía solar y eólica. El impacto de esta poca diversificación es mucho más evidente en las tarifas de generación ante fenómenos como El Niño, en donde se alcanzan altas tarifas en bolsa.

Debido a lo anterior, es necesaria la entrada en operación de los diferentes proyectos de FNCER que le permitan al sistema contar con otras fuentes de energía limpia y de bajo costo, en especial en épocas de sequía. Para esto, el Ministerio de Minas y Energía y la UPME están trabajando de forma articulada con otras entidades como la ANLA, Corporaciones Autónomas Regionales, Ministerio del Interior, entre otras, para superar las barreras y dificultades de los proyectos de FNCER y lograr la entrada oportuna de los más de 300 proyectos con punto de conexión asignado.

Como meta de corto plazo, el Gobierno espera lograr la conexión de 6GW de FNCER en el lapso del presente cuatrienio, lo que permitiría contar con una matriz con mayor diversificación. Esto permitiría tener un 15% de generación a partir de FNCER, manteniendo una participación de fuentes firmes como la hidroeléctrica a gran escala y la térmica que seguirá siendo mayoritaria.

Precisamente, parte de la tarea para aumentar la confiabilidad de la matriz energética corresponde a la diversificación de esta, en este sentido el estallido 6G busca esta finalidad: incorporar los recursos solares y eólicos que son complementarios a los recursos híbridos que son los predominantes en el país

16. ¿Qué consideraciones se tienen en cuenta para equilibrar la diversificación de la matriz energética con la necesidad de garantizar la firme y disponibilidad confiable del suministro?

Para la entrada oportuna de los proyectos que tienen retrasos se está implementando la estrategia 6GW, que busca hacer un seguimiento a los proyectos que tienen FPO hasta 2026. Actualmente, en el marco de la estrategia 6GW se esperan revisar las diferentes propuestas de mecanismos complementarios en el primer semestre de 2024

Tenemos una variedad de proyectos eólicos y solares con capacidades desde los 2 megavatios hasta 300 megavatios, que se espera puedan entrar en operación en el transcurso de 2024 cuyo potencial es cercano a 2 GW. Estos proyectos están recibiendo acompañamiento técnico desde la dirección de energía eléctrica, para que puedan entrar al sistema sin mayores dificultades.

Además, tienen asignado punto de conexión en el Sistema Interconectado Nacional un conjunto de grandes proyectos de generación de energía eléctrica de tipo renovable, que no dependen de expansión de la red de transmisión, cuyo potencial es de 4.5 GW; para estos proyectos también tendrá acompañamiento técnico, con el objetivo de que puedan inyectar energía limpia a la matriz energética de Colombia en las fechas previstas.

17. ¿Qué consideraciones se están evaluando en el Ministerio respecto a la implementación de un proceso adicional complementario para aumentar la capacidad ante una demanda de energía mayor de la esperada o posibles retrasos en la entrada en operación de los proyectos?

En efecto, la posibilidad de adelantar nuevos procesos de concurrencia de oferentes de energía para garantizar la cobertura futura de la demanda del país, es un herramienta permanentemente considerada por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Se aclara, sin embargo, que el proceso de Cargo por Confiabilidad constituye en sí mismo un mecanismo de respaldo regulatorio que opera como incentivo a la inversión en diferentes tecnologías de generación de energía o la expansión de la capacidad existente con miras a satisfacer la demanda futura que se proyecta para el país, para lo cual se plantean distintos escenarios de crecimiento que, junto a otras proyecciones económicas nacionales e internacionales, sirven de insumo para la toma de decisiones.

En ese mismo sentido, es natural que los escenarios económicos puedan cambiar y que las condiciones operativas de los proyectos sean susceptibles de sufrir modificaciones por cuenta de hechos de terceros, casos fortuitos o fuerza mayor que, si bien son previsible, no pueden ser objeto de total cobertura en sus riesgos de ocurrencia más que con la prestación de garantías, pues de lo contrario, tendría que existir redundancia en los mecanismos de respaldo en infraestructura, lo cual incrementaría exponencialmente los costos para los usuarios.

Adicionalmente, se implementan diferentes mecanismos para asignar obligaciones de energía en firme, a saber: 1) Subasta de expansión con posibilidad de Incentivos: pago

adicional al valor de cierre de la subasta y reconocimiento del cargo desde su entrada o solo el reconocimiento del cargo desde el momento de la entrada 2) Tomadores: se usó para los proyectos que entraron por contratos de largo plazo y pueden entregar energía 3) subasta de reconfiguración de compra o venta 4) Asignación administrada para un periodo específico (no implica subasta).

18. ¿Cuál es la planificación del Ministerio para alejar la posibilidad de un apagón futuro y garantizar un suministro energético estable y confiable para el país?

Como se menciona en la respuesta precedente, el Ministerio de Minas y Energía y, en particular su entidad adscrita, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, realizan permanentes análisis de variables macroeconómicas para plantear escenarios de demanda futura de energía del país. Esta información se contrasta con el registro de proyectos de generación presentados en el territorio nacional, considerando los tiempos de entrada, tecnología de generación utilizada, capacidad nominal de cada proyecto, entre otras. En ese sentido, si bien de estos análisis surgen herramientas de naturaleza general e indicativa como los planes de expansión en transmisión y en generación, lo cierto es que el monitoreo permanente de los cambios en las variables permiten anticipar con cierta holgura la eventual deficiencia de recursos energéticos y adoptar medidas adicionales como los mecanismos de subastas y otros incentivos a la oferta de generación, y a la expansión de redes.

Adicionalmente, las medidas impartidas desde esta cartera han buscado incentivar la conexión de generación con energías renovables en todo el país y por ende el aumento de la oferta de energía, las medidas normativas referidas en la respuesta a la pregunta No. 12.

Por otra parte, mediante el Decreto 2236 de 2023, se reglamentó la operación de las Comunidades Energéticas (CE) establecidas en el artículo 235 de la Ley 2294 mediante la cual se promulgó el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 ‘Colombia Potencia Mundial de la Vida’, con las que se pretende desarrollar la Transición Energética Justa en Colombia.

En el citado decreto, el Ministerio de Minas y Energía define las Comunidades Energéticas como los “grupos organizados de usuarios naturales o jurídicos que pueden asociarse para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovable, combustibles renovables y recursos distribuidos”.

Ministerio de Minas y Energía

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co

Dirección: Calle 43 No.57 – 31 CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (60) +1 220 0300

Línea Gratuita: 01 8000 910 180

El Decreto 2236, además, trae una serie de definiciones y requisitos que deben cumplir las CE para su constitución y operación:

- Autogeneración colectiva: actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía.
- Generación Distribuida Colectiva: es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local o a una Microred.

Dentro de los objetivos de las comunidades energéticas se encuentran:

- a) Aumentar la cobertura del servicio de energía y garantizar el acceso de las poblaciones vulnerables a dicho servicio.
- b) Aumentar la eficiencia energética evitando las pérdidas de energía mediante la proximidad del lugar de generación de energía al lugar del consumo.
- c) Democratizar la energía a partir de la participación de los usuarios y potenciales usuarios como generadores y gestores de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.
- d) Descentralizar la generación, almacenamiento y consumo de energía hacia las comunidades, especialmente, hacia las comunidades en condiciones de vulnerabilidad.
- e) Descarbonizar la economía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

Además, la CREG en la Resolución CREG 114 de 20184, en marco de las Leyes 142 y 143 de 1994, definió los principios y las condiciones generales que deben cumplir aquellos mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, puestos a consideración de la Comisión, que aspiren al reconocimiento de los costos agregados de las compras de energía en el costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado.

Sobre la base de ello, se habilitó la propuesta de Derivex, denominada “Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos”, que propone que los comercializadores que atienden a la demanda regulada puedan trasladar a precios las compras que realicen en la plataforma de energía que desde hace tiempo opera la empresa.

⁴ Por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

Adicionalmente, la Bolsa Mercantil de Colombia⁵ radicó ante la CREG el mecanismo de comercialización de contratos de suministro, un esquema de compra - venta de contratos de energía, en el cual generadores y comercializadores podrán negociar contratos de energía a corto, mediano y largo plazo (desde 1 y hasta 20 años) caracterizándose por ser neutral tecnológicamente, de manera que cualquier tecnología de generación pueda participar en las subastas. Los contratos de largo plazo facilitarán la financiación de proyectos renovables.

En el mercado no regulado son válidos todos los contratos de largo plazo derivados de convocatorias públicas realizadas por los comercializadores,

Adicionalmente, el regulador a través de la Resolución CREG 101 008 de 2023, con el fin de dar cumplimiento a la obligación señalada en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y su reglamentación, los comercializadores que adelantan convocatorias públicas de conformidad con la Resolución CREG 130 de 2019 para la atención de usuarios regulados, podrán establecer como objeto exclusivo en los pliegos de condiciones la compra de energía de fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER.

Esperamos haber resuelto de manera satisfactoria la presente solicitud, señalando que de requerirse alguna información adicional con gusto será atendida.

⁵ <https://www.conexionenergeticabmc.com.co/mecanismo-de-comercializacion-de-contratos-de-suministro-de-energia-electrica-de-la-BMC-a-un-paso-de-iniciar-operacion>