

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	27/02/2025
Proyecto de Decreto:	<i>“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”</i>

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

Con el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, adoptado mediante la Ley 2294 de 2023, el Gobierno nacional busca impulsar la política de *“Transición energética segura, confiable y eficiente para alcanzar carbono neutralidad y consolidar territorios resilientes al clima”*.

En la consecución de tal objetivo, es prioritario que el mercado de energía tenga una participación importante de otras fuentes de energía renovable, adicionales a la energía hidráulica que comprende el aproximadamente el 60% de la matriz energética. Lograr la diversificación de la matriz eléctrica, ayudará a que el país pueda seguir atendiendo las crecientes necesidades energéticas, materializadas en el aumento de la demanda de energía, como resultado del crecimiento económico del país¹. Este mismo objetivo quedó formulado en el PND, con una meta de incorporación de 2.000MW de capacidad en operación comercial de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable -FNCER-².

En ese contexto, y teniendo en cuenta que el Decreto 570 de 2018, que estableció los lineamientos de política pública para contratar proyectos de generación de energía eléctrica, fue declarado nulo mediante la Sentencia del Consejo de Estado del 14 de junio de 2023³, el Ministerio de Minas y Energía -MME- debe expedir nuevos

¹ PNUD Colombia (2022). Disponible en: <https://www.undp.org/es/colombia/discursos/acceso-energia-estrategia-para-reduccion-de-pobreza>

² Ley 2294 de 2023. Plan de Desarrollo 2022-2026. Ver documento “Metas del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026”, disponible en <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/2023-02-23-METAS.pdf>

³ Decreto declarado nulo por el Consejo de Estado, Sección Tercera, Expediente No. 11001-03-26-000-2018-00164-00(62492) de 14/06/2023, Consejero Ponente Dr. Guillermo Sánchez Luque.

lineamientos para viabilizar la entrada de varias fuentes de generación de energía, en el mercado eléctrico.

Igualmente, tanto la expansión de la generación como de la demanda de energía exigen contemplar mecanismos de contratación de largo plazo de proyectos, recursos o servicios nuevos⁴ en las actividades de Transmisión (T), Distribución (D) y Almacenamiento (Alm.) que, además de enviar las señales de expansión integral que requiere el mercado eléctrico, contribuyen a garantizar la confiabilidad del servicio eléctrico en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Por lo anterior, a continuación, se presenta el escenario de oferta y demanda de energía, para posteriormente, analizar los resultados de la última subasta de expansión del Sistema Interconectado Nacional –SIN–, y finalmente, sustentar la necesidad de crear nuevos mecanismos de comercialización de energía.

1.1. Proyecciones de oferta y demanda de energía eléctrica.

Las dinámicas poblacionales y económicas del país se ven reflejadas en la evolución de su demanda de energía.

En temas relacionados con el mercado eléctrico, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, en cumplimiento de las funciones delegadas a través del Artículo 16 de la Ley 143 de 1994, es la encargada, de desarrollar y publicar planes a largo plazo para la expansión de la capacidad de generación y transmisión de energía, abarcando un horizonte de análisis de 15 años. Su labor incluye la evaluación de la demanda de energía, la infraestructura eléctrica existente y los proyectos futuros necesarios para garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano.

XM S.A E.S.P.-XM-, por otro lado, en su función de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del SIN, realiza proyecciones a corto y mediano plazo sobre la demanda de energía eléctrica. Sus proyecciones dan cuenta de la información reportada por los agentes del sector en cuanto al desarrollo de proyectos de generación y son cruciales para la operación eficiente de la red eléctrica, ajustándose a las condiciones cambiantes de consumo y generación.

XM proporciona datos operativos actuales y tendencias de corto plazo que son esenciales para que la UPME pueda ajustar y actualizar sus planes a largo plazo. Las proyecciones de XM permiten a la UPME tener una visión más precisa de las

⁴ Ejemplos de estos recursos o servicios son el almacenamiento mediante baterías y los compensadores síncronos y dinámicos. Pero también puede extenderse a nuevas tecnologías o desarrollos administrativos que se consideren necesarios para la adecuada prestación del servicio.

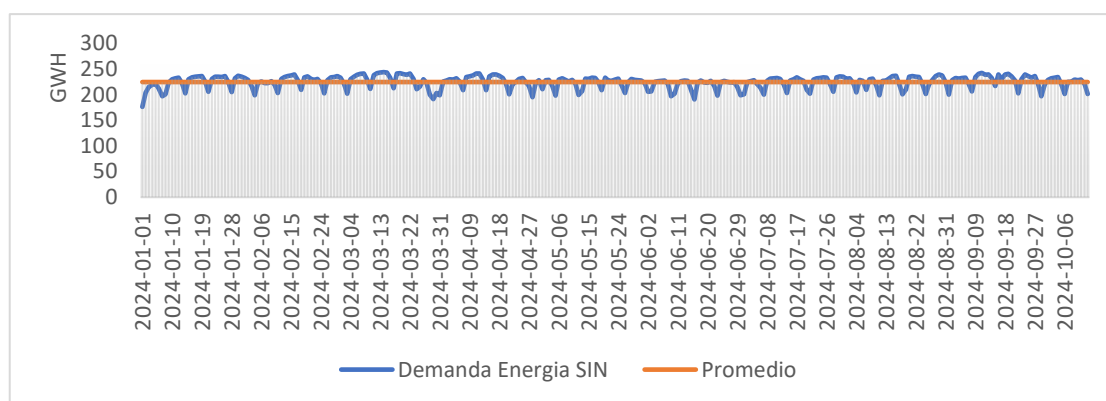
necesidades inmediatas y ajustar sus planes de expansión y generación en consecuencia.

En atención a que la planeación de la expansión de la infraestructura de generación responde a las proyecciones de demanda, a continuación, se presenta el panorama actual de la demanda, la oferta y sus respectivas proyecciones.

a) Demanda

Como se ha dicho, la actividad económica y social del país tiene su expresión en la demanda de energía eléctrica. En efecto, como se observa en la Gráfica 1, la demanda de energía tiene un comportamiento cíclico con frecuencia semanal. En lo corrido de 2024 la demanda diaria promedio ha estado en torno a las 224,64 GWh/día, como se observa a continuación.

Gráfica 1. Colombia (01/01/2024 a 13/10/2024) - Demanda de Energía SIN (GWh/Día).

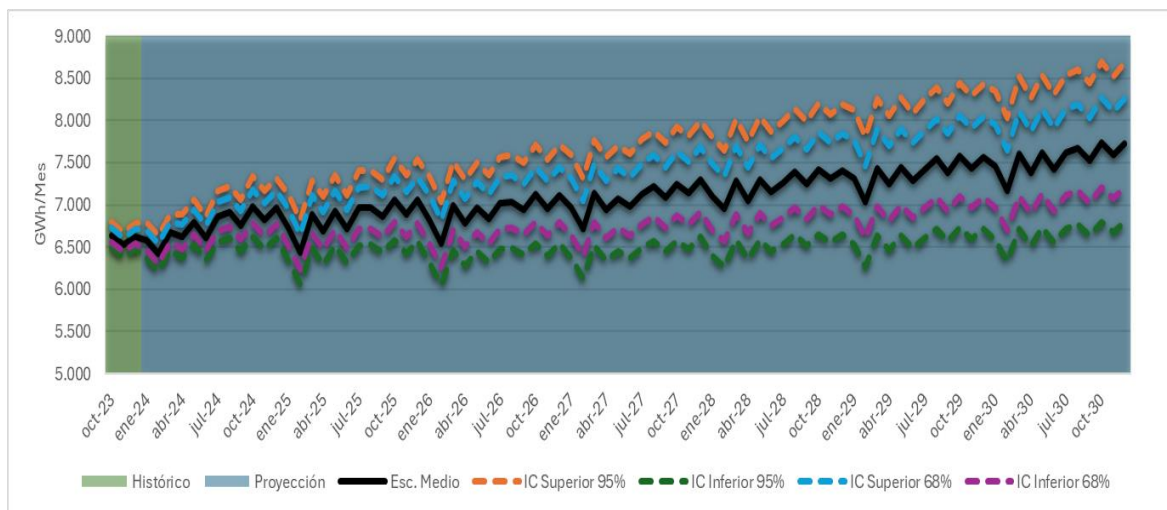


Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM.

- Las proyecciones más recientes de la demanda del SIN publicadas por la UPME⁵ evidencian que se estima una demanda creciente, que pasa, en el escenario medio, de 6.582 GWh/Mes en enero de 2024 a 7.725 GWh/Mes en diciembre de 2030.

⁵UPME (2024): Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 – 2037. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf

Gráfica 2. Proyecciones de demanda mensual de energía del SIN (GWh/Mes) - 2024 a 2030



Fuente: UPME (2024).

La Tabla 1. relaciona las estimaciones de la demanda diaria promedio proyectadas por la UPME para el periodo 2024 a 2030 en sus escenarios medios, superiores e inferiores en los respectivos Intervalos de Confianza (IC) y en las mismas unidades de la Gráfica 3 con el fin de facilitar su comparación con la demanda diaria observada en 2024.

Tabla 2. Colombia - 2024 a 2030. Proyecciones promedio de demanda diaria de energía (GWh/Dia) en el SIN en sus escenarios medios, superiores e inferiores en los Intervalos de Confianza (IC) correspondientes.

Año	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2.024	224,98	234,47	215,55	230,28	219,72
2.025	228,30	242,68	214,07	236,32	220,36
2.026	230,94	249,03	213,11	241,03	220,99
2.027	235,95	257,37	214,87	247,90	224,16
2.028	241,29	265,89	217,14	255,03	227,79
2.029	246,34	273,94	219,30	261,76	231,21
2.030	251,45	281,92	221,64	268,48	234,75

Fuente: Cálculos con base en UPME (2024)

b) Oferta

La capacidad efectiva neta del SIN, a octubre de 2024, alcanza las 20.84 GW en recursos en operación, más 0.61 GW que se encuentran en etapa de pruebas, esto es,

próximas a entrar en operación comercial. Como se observa en la Tabla 3, la capacidad de generación en operación en el SIN se concentra, principalmente, en generación hídrica que concentra el 63,36% de la capacidad, pero que en el corto plazo pasará a ser el 61,61% una vez culminen su etapa de prueba los recursos que suman 0.61 GW, de los cuales el 92,39% corresponde a generación solar.

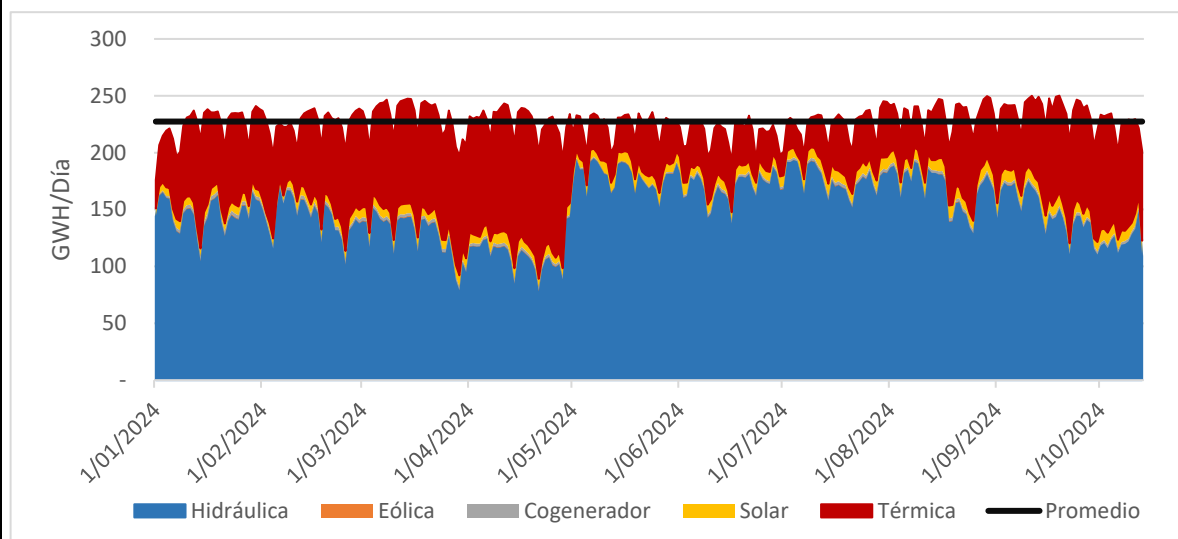
Tabla 3. 2024 - Capacidad Efectiva Neta de Generación en el SIN según tecnología y etapa operativa.

Tecnología	Recursos en Operación		Recursos en Pruebas		Total general	
	Capacidad (MW)	Participación (%)	Capacidad (MW)	Participación (%)	Capacidad (MW)	Participación (%)
COGENERADOR	192,50	100,00%		0,00%	192,50	0,90%
EÓLICA		0,00%	31,90	100,00%	31,90	0,15%
HIDRÁULICA	13.206,77	99,92%	10,50	0,08%	13.217,27	61,61%
SOLAR	1.364,02	70,76%	563,68	29,24%	1.927,70	8,99%
TÉRMICA	6.078,53	99,93%	4,00	0,07%	6.082,53	28,35%
Total general	20.841,82	97,16%	610,08	2,84%	21.451,89	100,00%

Fuente: Cálculos con base en SINERGOX -XM.

Esta capacidad efectiva neta se ha expresado en una oferta de energía que, en lo corrido de 2024, promedia de 227.36 GWh/Día, tal como se presenta en la Gráfica 4, la cual se compone de un 66,57% por fuentes hídricas, 28.33% por fuentes térmicas, y por las demás fuentes en un 5,10%. En esta gráfica se observa que entre enero y abril de 2024, periodo en el que el fenómeno de El Niño tuvo su mayor incidencia, la generación térmica creció, tendencia que se revirtió al inicio de mayo, cuando inició la etapa de transición climática hacia una hidrología con mayores aportes. Igualmente, se observa que desde finales de agosto se ha presentado una tendencia decreciente en la generación hídrica en favor, principalmente, de la térmica.

Gráfica 4. Colombia – 01/01 a 13/10 de 2024 - Generación energía en el SIN (GWh/Día) según tipo de fuente.



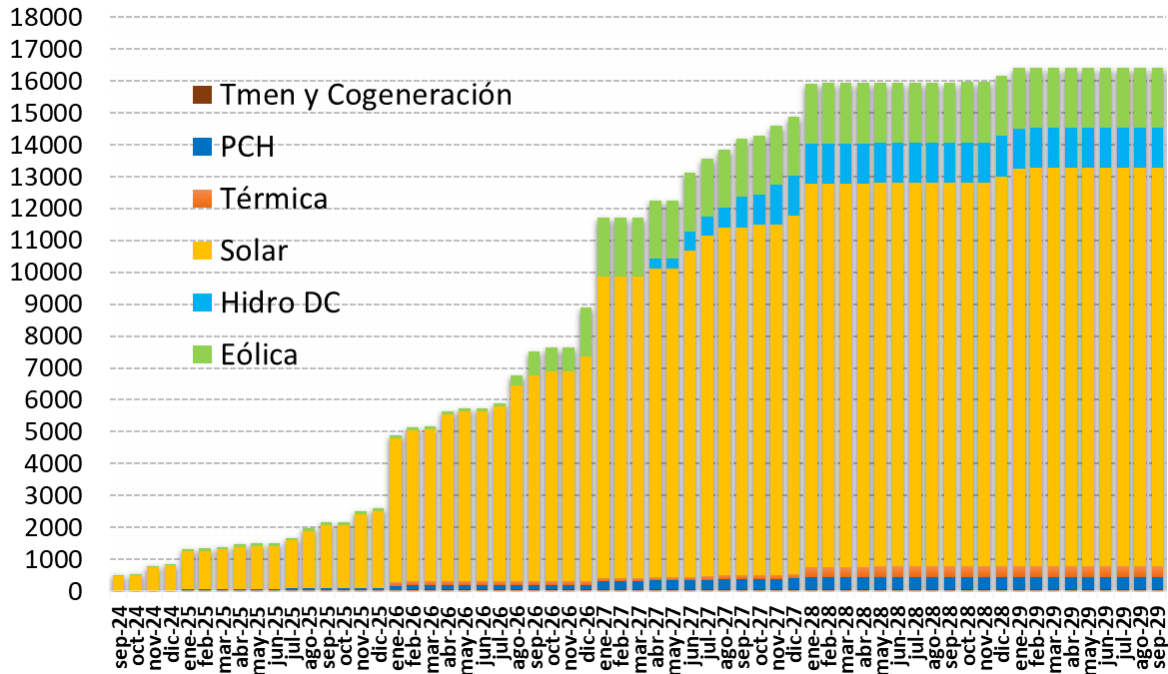
Fuente: Cálculos con base en datos de SINERGOX-XM.

- Proyecciones de la expansión realizadas por XM

XM publica mensualmente en su página web análisis y proyecciones de expansión de la oferta de generación a largo plazo. La Gráfica 5 y la Tabla 4 presentan y discriminan dichas proyecciones. Como se deduce de esta información, de las 16.98 GW de expansión proyectadas, 91.49% (15,54 GW) de la expansión de los próximos años corresponde a generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Gráfica 5. Septiembre de 2024 a septiembre de 2029 - Proyecciones de expansión de la generación según fuente.

Expansión de la Generación (MW)



Fuente: SINERGOX-XM.

Tabla 5. Enero de 2024 a junio de 2033 - Proyecciones de expansión de la generación según fuente capacidad efectiva neta (MW) y número de proyectos.

Tecnología		Capacidad Efectiva Neta [MW]	Número de proyectos
Eólica		2.083,50	16
Hidráulica	Despachada Centralmente	1.256,00	5
	Pequeñas Centrales Hidro.	399,71	36
Solar		13.058,32	277
Térmica	Despachada Centralmente	120,00	1
	Menores y Cogeneradores	67,90	4
Total		16.985,43	339

Fuente: Elaborado con base en SINERGOX-XM.

- **Proyecciones de la expansión realizadas por la UPME.**

Como ya se mencionó, el horizonte de planeación y de proyecciones de la UPME es de quince (15) años. Así las cosas, en abril de 2024 esta entidad publicó el Plan Indicativo de Expansión de Generación 2023-2037⁶, documento en el que se evalúan las necesidades energéticas que se prevé enfrentará el país y se planea la expansión en diferentes escenarios.

La Tabla 6. resume la situación del SIN en 2023 (Columnas existentes compromisos + pruebas) y los cuatro (4) escenarios posibles que evalúa la UPME para el año 2037. El escenario 1 considera: “i) Los proyectos que tienen compromisos con el sistema, ii) El portafolio completo de proyectos, iii) El ingreso de 1,050 MW asociados a Colectora I para el primer semestre de 2027, iv) La incorporación de la capacidad que habilita el proyecto de Transmisión Colectora II para el segundo semestre de 2032 y primer semestre de 2033 (3,000 MW) y, v) La entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW) para el segundo semestre de 2026. Bajo estos supuestos, se busca encontrar la expansión adicional requerida para cumplir con los criterios de confiabilidad” (UPME, 2024).

Por su parte, el escenario 2 “no considera la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), esto con el fin de determinar y analizar los requerimientos en capacidad y tipos de recursos necesarios que permitan cumplir con la confiabilidad del sistema ante el desarrollo del criterio mencionado. Los demás criterios son los mismos definidos para el Escenario No. 1.” (Ibid).

En el escenario 3 “se incluye el aplazamiento de las fechas de puesta en operación en dos años para los proyectos que hacen parte de Colectora I y Colectora II, excluyendo de la matriz el proyecto de generación hidroeléctrica Ituango en su Fase II” (Ibid).

Finalmente, en el escenario 4 “se incluyen los mismos supuestos configurados para Escenario No. 1, adicionando supuestos disruptivos en términos de la descarbonización del parque de generación eléctrico colombiano. Dentro de las consideraciones a tener en cuenta para este escenario se encuentra: i) La salida de plantas térmicas a carbón y la reconversión de las plantas a combustibles líquidos a partir del año 2028, ii). El ingreso paulatino de FNCER como biomasa, biogás, generación eólica off- shore, solar fotovoltaica y baterías, durante el periodo de estudio y iii) El ingreso de la capacidad de generación eólica asociada al proyecto de Transmisión Colectora II, será a libre decisión del modelo, por cuanto se configura como capacidad disponible a partir del año 2032” (Ibid).

Como se observa en la Tabla 7. el 50.16% de las plantas que cuentan con compromisos o están en pruebas corresponden a recursos FNCER y en todos los escenarios

evaluados por la UPME más del 90% de la expansión obedece al incremento de este tipo de plantas.

Tabla 8. Resumen de los escenarios evaluados por la UPME para la expansión de la generación (MW) en el SIN en el periodo 2023 – 2037 según tipo de recurso.

Recurso	Existente	Comp. + pruebas	Esc. 1 2037	Esc. 2 2037	Esc. 3 2037	Esc. 4 2037
Hidráulica	12.839	-	14.173	12.949	12.949	14.173
Gas	3.016	42	3.458	3.458	3.468	3.428
Carbón	1.626	-	1.626	1.626	1.626	-
Líquidos	1.122	-	1.122	1.122	1.122	-
PCH	972	-	972	972	1.122	972
Otras Menores	369	-	422	422	422	2.669
Geotermia	-	-	-	-	-	-
Solar Gran Escala	454	1.289	6.035	9.941	10.040	6.228
Solar Distribuida	-	-	1.356	1.356	1.356	1.356
Eólico	-	1.239	5.615	5.615	5.615	8.089
Baterías	-	-	-	-	-	364
TOTAL (MW)	20.399	2.570	34.779	37.460	37.720	37.278
Part. FNCER en el Total	6,99%	50,16%	24,05%	32,75%	33,19%	22,95%
Part. FC en el Total	93,01%	49,84%	75,95%	67,25%	66,81%	77,05%

Fuente: Cálculos con base en UPME (2024): Plan Indicativo de Expansión de Generación 2023-2037.

Finalmente, dentro de las conclusiones que proporciona el plan se obtiene, la necesidad de un crecimiento del sistema eléctrico entre 266%-400% con respecto a la simulación operativa, las nuevas capacidades de generación responden a la combinación de varias tecnologías, entre ellas solar, eólica, PCH, hidro y térmicas a gas, los costos operativos disminuyen en todos los escenarios evaluados mientras que la inversión inicial varía en función de la capacidad instalada.

Como se observa de las previsiones de expansión de las ambas entidades, XM y UPME, se prevé la instalación de una gran cantidad de capacidad instalada en fuentes no renovables de energía, especialmente solar a gran escala –GE- y eólica, incluso en el corto plazo, lo que permitirá atender mediante una matriz energética diversificada los aumentos en los consumos de demanda, con condiciones de confiabilidad y resiliencia del sistema.

c) Subastas de Cargo por Confiabilidad.

El sistema eléctrico colombiano ha experimentado importantes transformaciones desde la década de 1990, especialmente tras la crisis energética de 1992-1993. Este

evento puso en evidencia la vulnerabilidad del sistema frente a fenómenos climáticos como El Niño, que reduce significativamente la capacidad de generación hidroeléctrica, principal fuente de energía en el país. Para mitigar estos riesgos y asegurar un suministro continuo y confiable de electricidad, se implementó el Cargo por Confiabilidad, un mecanismo regulatorio introducido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución 071 de 2006.

El principal objetivo del Cargo por Confiabilidad es garantizar la disponibilidad de recursos de generación suficientes para satisfacer la demanda de energía, incluso en condiciones adversas como períodos de sequía o incrementos inesperados en el consumo. Este mecanismo busca incentivar a los generadores para que mantengan o adquieran la capacidad necesaria para afrontar situaciones críticas, asegurando la estabilidad del sistema eléctrico.

Además, desde su implementación el Cargo por Confiabilidad le ha permitido al sistema eléctrico: i) Promover la inversión en nueva capacidad de generación y en la mejora de la existente; ii) reducir la exposición del sistema a riesgos climáticos y otros factores externos; iii) asegurar la cobertura de la demanda en todo momento, manteniendo un equilibrio entre oferta y demanda; y, iv) estabilizar los precios de la energía a largo plazo, proporcionando señales de precio adecuadas para la planificación y operación del sistema.

El mecanismo del Cargo por Confiabilidad se estructura en torno a las subastas, que son el principal medio para asignar las obligaciones de energía firme (OEF). Estas subastas se llevan a cabo surtiendo las siguientes etapas:

- **Convocatoria y Participación:** La CREG define las condiciones y los requisitos para la participación en la subasta. Los generadores interesados deben cumplir con criterios técnicos y financieros específicos para ser elegibles.
- **Oferta de Obligaciones de Energía Firme (OEF):** Los generadores presentan ofertas en las que se comprometen a suministrar una cantidad determinada de energía firme durante un período específico, generalmente de varios años. La energía firme se refiere a la capacidad de generar energía en condiciones críticas, como durante un evento de El Niño.
- **Determinación del Precio de Corte:** La subasta se adjudica mediante un proceso competitivo donde las ofertas se ordenan desde la más baja hasta la más alta, determinándose un precio de corte que maximiza el volumen de energía firme asegurada al menor costo posible.
- **Asignación de Obligaciones:** Los generadores cuyas ofertas están por debajo del precio de corte son adjudicados con las OEF, y deben garantizar la

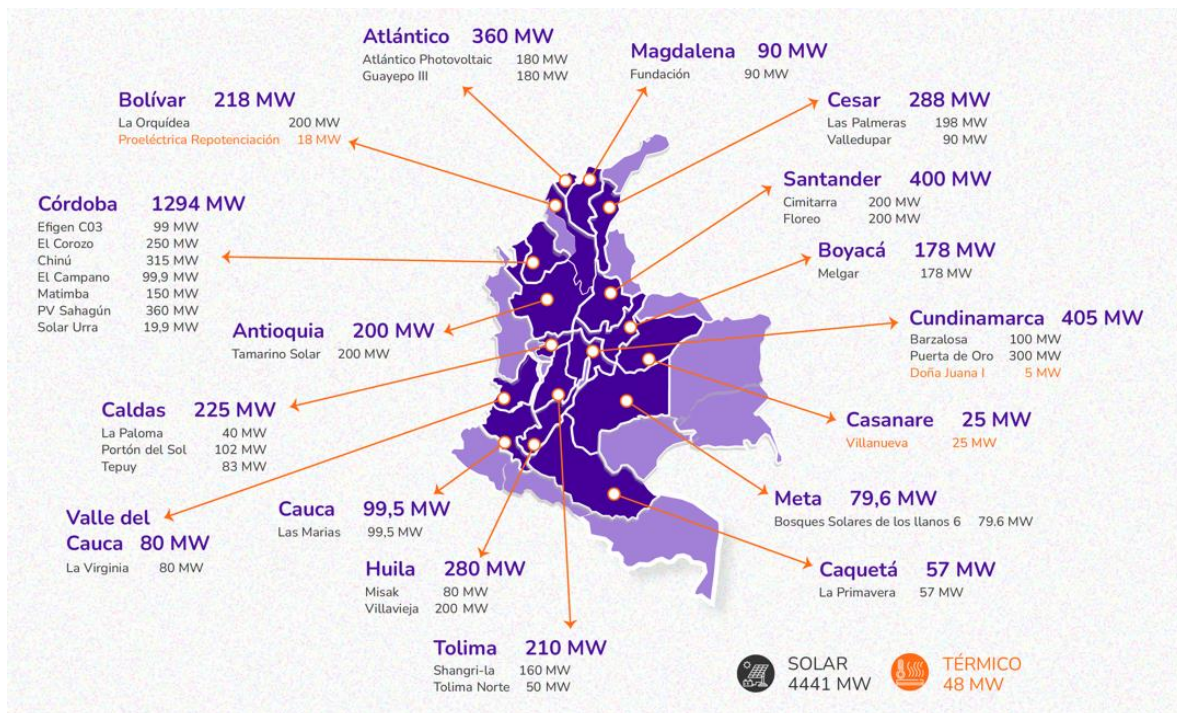
disponibilidad de la capacidad comprometida. Estos generadores reciben pagos periódicos, conocidos como el Cargo por Confiabilidad, a cambio de mantener su capacidad disponible para el sistema.

- **Cumplimiento y Penalizaciones:** Los generadores que no cumplan con sus OEF durante eventos críticos enfrentan penalizaciones significativas. Estas penalizaciones están diseñadas para garantizar que los generadores tomen las medidas necesarias para asegurar su capacidad de respuesta.

El Cargo por Confiabilidad ha sido un mecanismo crucial para la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico en Colombia. A través de subastas competitivas y reguladas, este sistema ha promovido la inversión en capacidad de generación y ha asegurado que el país pueda enfrentar desafíos climáticos y de demanda con una oferta eléctrica robusta y confiable.

La más reciente subasta primaria de asignación de OEF se realizó en febrero de 2024, en la cual se asignaron obligaciones a plantas nuevas que suman una capacidad efectiva neta de 4.489 MW, de las cuales el 99% corresponden a plantas solares (4.441 MW), hecho que se constituye en un hito en el proceso de diversificación de la matriz energética del país (Ver Gráfica 6).

Gráfica 6. 2024 – Plantas nuevas con asignaciones de OEF según tecnología y ubicación en el territorio nacional.



Fuente: Reporte elaborado por XM.

Adicional al mecanismo del cargo por confiabilidad, la CREG identificó la necesidad de flexibilizar el esquema de OEF con el objetivo de habilitar la entrada de nuevos proyectos, en especial de FNCER como solar y eólica, cuyas fechas de entrada en operación no necesariamente coincidían con el desarrollo de las subastas de cargo por confiabilidad. Esta flexibilización del mecanismo de contratación, que se materializó en las resoluciones CREG 132 de 2019 y 176 de 2021, ofrece señales de inversión que habilitan la entrada de manera anticipada y oportuna de nuevas capacidades de generación, que aporten energía en firme al sistema energético nacional reduciendo riesgos de desabastecimiento bien sea por el atraso de la entrada en operación de las plantas o por la materialización de condiciones de hidrología más críticas a las esperadas

De esta manera el mecanismo tuvo por objetivos:

- Diseñar un mecanismo adicional que permita la asignación de OEF en cualquier periodo de tiempo a plantas nuevas y especiales que contribuyan a asegurar la confiabilidad del suministro de energía a los usuarios.
- Contar en el MEM con un mecanismo de asignación de OEF a plantas nuevas y especiales para cualquier periodo del cargo
- Establecer las reglas mediante las cuales se pueda optar por asignación de OEF a plantas nuevas y especiales en las vigencias más cercanas posibles, cuando no sea viable para ellas presentarse a la Subasta de Cargo por Confiabilidad.

El mecanismo está diseñado como una alternativa adicional para la asignación de OEF que permite la incorporación al sistema de nuevas plantas de generación, sin tener que esperar al desarrollo de las subastas de expansión, contemplando una regla de remuneración diferencial para cumplir los siguientes objetivos: i) que no afecte la formación de precio de la subasta, ii) dar una señal de preferencia a quienes se instalen para los periodos anteriores a la fecha de inicio de la OEF asignadas a la subasta de expansión. Adicionalmente, se establece que las plantas interesadas en optar por esta alternativa deban cumplir los mismos requisitos establecidos por las plantas que participaron en el proceso de subasta.

De acuerdo con información de la CREG los proyectos Guayepo Solar (400 MW) que comenzó a operar desde agosto de 2023, Apotolorrú Eólica (75 MW) con asignación a partir de diciembre de 2025 y Acacias 2 Eólica (80 MW) han optado por la aplicación

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

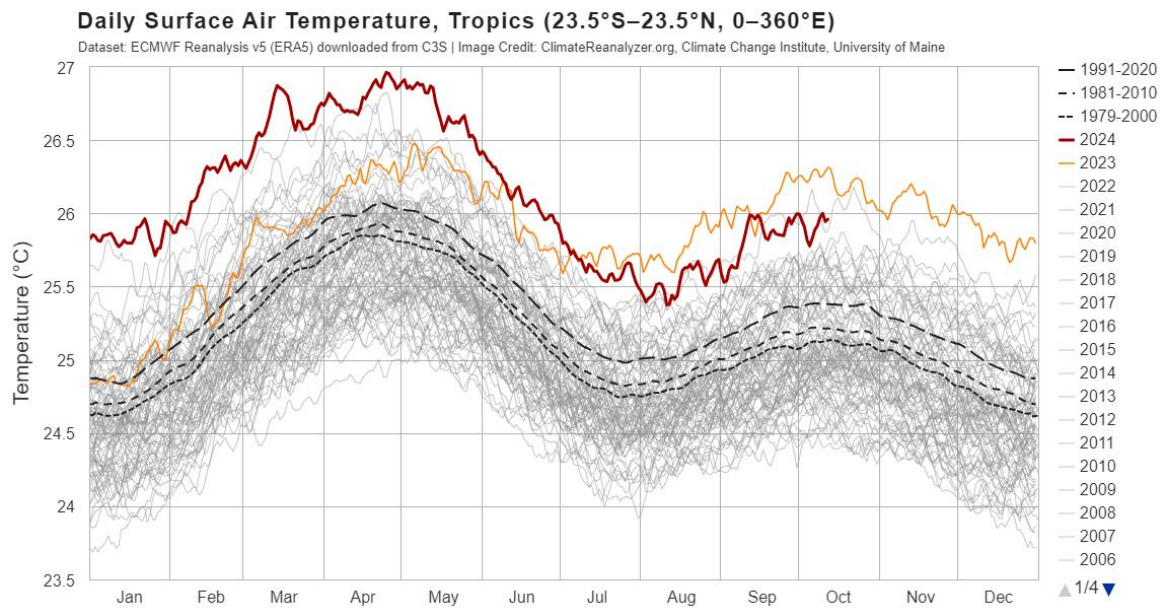
de este mecanismo, según las condiciones de la subasta y aportando a la demanda de energía firme.

d) Resiliencia de la matriz energética del país.

La Tabla 9 pone en evidencia que 95% de los recursos de generación en operación corresponden a fuentes hidráulicas (65%) y térmicas (30%). Cuando se incluyen los recursos en fases de pruebas esa participación se reduce al 90% (Hidráulica: 61,97%, térmicas: 28,52%), aumentando la participación de la generación de energía a partir de recurso solar, que aumenta al (8,37%), y en menor medida a partir de energía eólica (0,24%). Incluso con estos cambios, se pone de relieve que la matriz energética del país es altamente dependiente de los ciclos hidrológicos y susceptible a los efectos de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles.

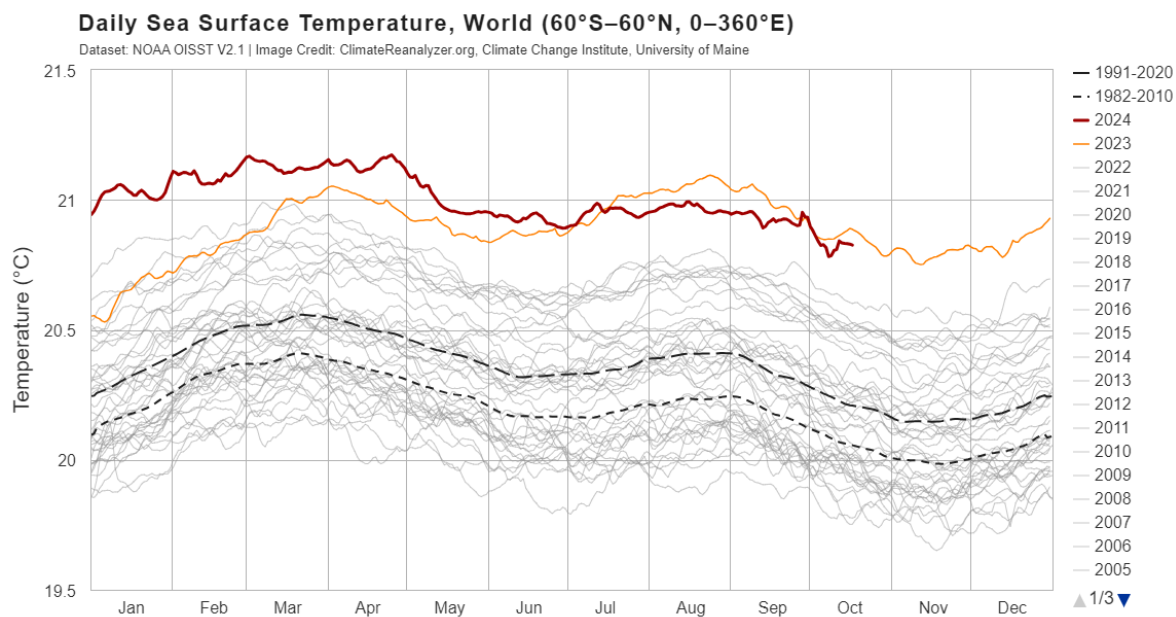
Esta dependencia y susceptibilidad pone en entredicho la resiliencia de la matriz energética del país, en un contexto en el que el cambio climático ha alterado los ciclos hidrológicos, en los que la duración e intensidad de las estaciones secas y húmedas varían de manera cada vez más extrema e impredecible. En efecto, la Gráfica 7 permite ver cómo la temperatura del aire superficial en los trópicos ha venido aumentando de manera acelerada en los últimos años. Obsérvese que en dicha gráfica la curva naranja, que representa los registros correspondientes al año 2023, muestra que en el periodo junio a diciembre, de dicho año, las temperaturas alcanzaron máximos históricos entre todos los registros. Por su parte, la curva negra muestra que en 2024 el periodo enero – mayo ha sido el de mayores temperaturas registradas. De igual manera, la Gráfica 8 muestra que estos hechos también se repiten cuando se considera la temperatura de la superficie oceánica. Estos comportamientos pueden generalizarse, y se han evidenciado a nivel mundial.

Gráfica 7. 1940-2024 – Temperatura (°C) diaria del aire en la superficie en los trópicos (23.5°S – 23.5°N).



Fuente: Tomado de Climate Analyzer⁷

Gráfica 8. 1981-2024 – Temperatura diaria promedio (°C) de la superficie oceánica mundial (60°S–60°N).



Fuente: Tomado de Climate Analyzer⁸

Estos cambios térmicos de alcance global y sus efectos sobre los ciclos hidrológicos que afectan al territorio colombiano⁹ se constituyen en una fuerte amenaza para la resiliencia de la matriz energética del país, que depende en cerca de 2/3 partes de la generación hidráulica.

En 2017 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) publicó el estudio titulado *“Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia”*¹⁰, en el que se desarrollan análisis que ponen en evidencia que en el país hay una fuerte complementariedad entre FNCER como la eólica, solar y de biomasa con los recursos hidroeléctricos convencionales, especialmente durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología, que contribuyen a fortalecer la confiabilidad en el SIN.

Por otro lado, cerca de 1/3 de la capacidad de generación del país está asociada a generación térmica, cuyos más importantes insumos productivos son combustibles fósiles (carbón, gas natural, Diesel y otros derivados del petróleo) hecho que hace del sistema energético nacional altamente susceptible a la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles fósiles. La Gráfica 9 muestra que los precios internacionales del petróleo calidad WTI, de referencia para Colombia, (línea azul); del gas natural (línea roja); y del carbón (línea verde) se han vuelto crecientemente volátiles desde 2008, siendo especialmente importantes las perturbaciones que han experimentado estos precios desde 2020 como consecuencia de la pandemia de COVID-19 y el posterior advenimiento de las guerras Rusia-Ucrania y, más recientemente, en la Franja de Gaza. Si bien la generación térmica ha dado soporte a la confiabilidad del sistema a lo largo de las últimas tres décadas, la creciente volatilidad de los precios de los combustibles ha tenido un efecto notorio sobre las tarifas del servicio de energía eléctrica cuya tendencia en los últimos años ha sido creciente.

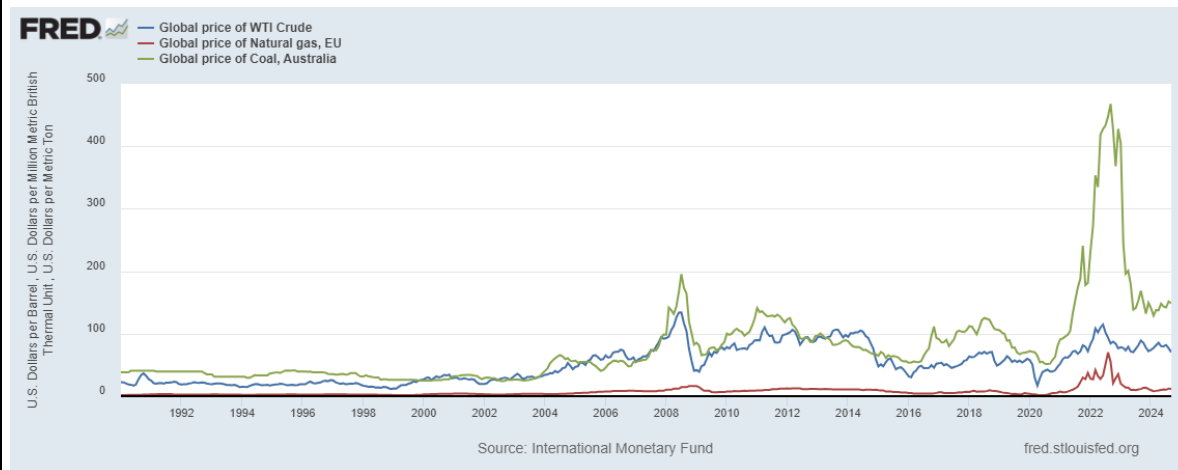
⁷ Climate Analyzer. Disponible en: <https://climatereanalyzer.org/>

⁸ Climate Analyzer. Disponible en: <https://climatereanalyzer.org/>

⁹ Ver <http://www.cambioclimatico.gov.co/otras-iniciativas>.

¹⁰ Documento disponible en <https://publications.iadb.org/es/publicacion/17221/energias-renovables-variables-y-su-contribucion-la-seguridad-energetica>.

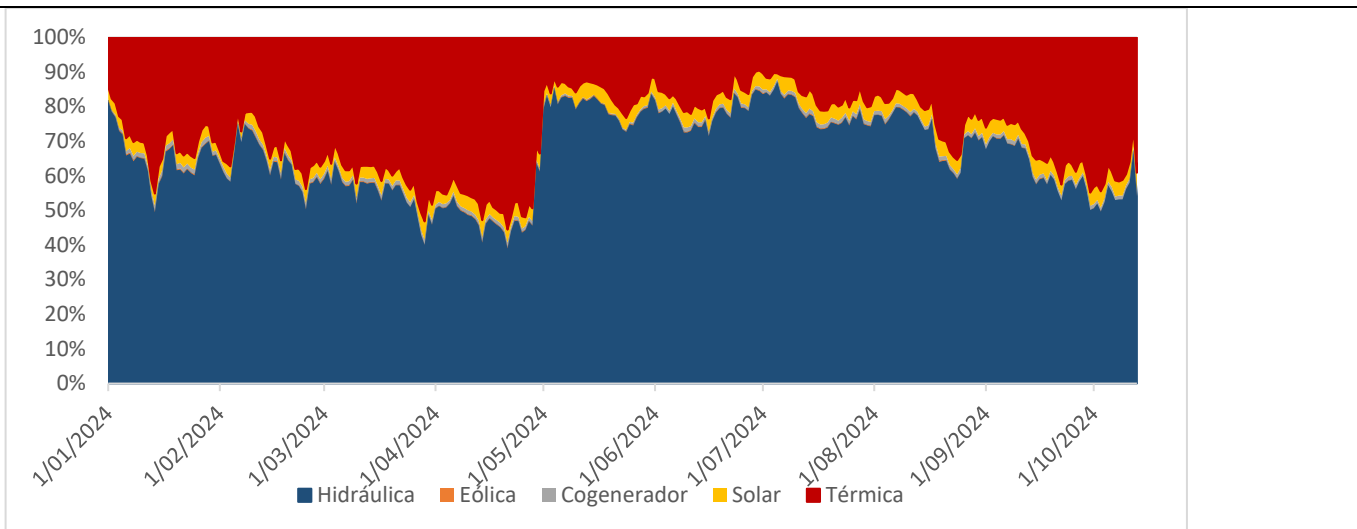
Gráfica 9. 1990-2024 – Precios internacionales (US. D\$) de los combustibles fósiles.



Fuente: Federal Reserve Economic Data (<https://fred.stlouisfed.org/>).

Si bien la confiabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico colombiano han superado exitosamente los momentos de estrés que supone la llegada de las temporadas secas que tipifican al fenómeno de El Niño, el margen de éxito ha sido cada vez más estrecho. En efecto, la severidad del fenómeno de El Niño 2023-2024 hizo que la generación térmica operara a su máxima capacidad durante varias semanas del mes de abril de 2024 y aumentara su participación hasta superar el 55% de la generación diaria del sistema, a la vez que la generación hidráulica disminuyera de manera sostenida, tocando el mínimo del 39% de la generación total del sistema, mientras que las demás fuentes alcanzaron el máximo de 6,73% de participación, hechos que se ilustran en la Gráfica 17.

Gráfica 10. Colombia – 01/01 a 13/10 de 2024 – % de participación de la generación de energía según tipo de fuente.



Fuente: Cálculos con base en datos de SINERGOX-XM.

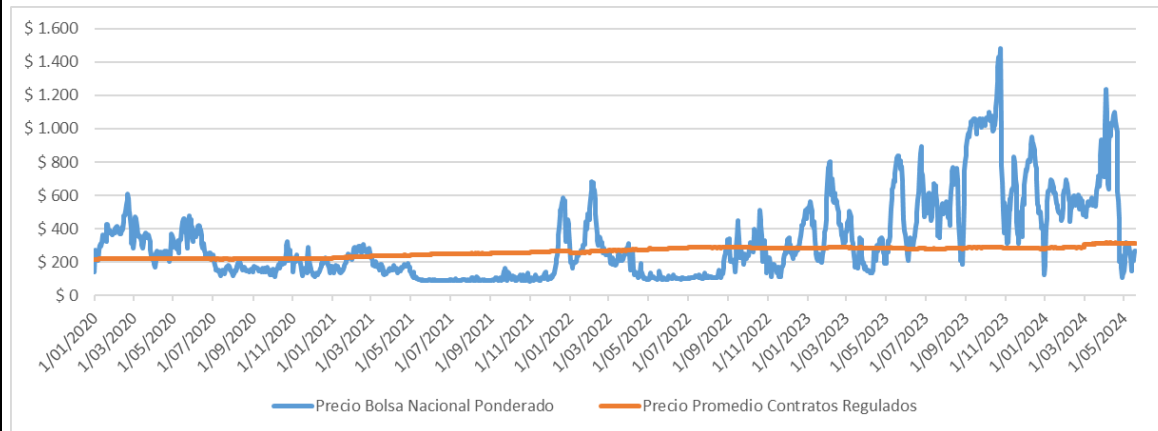
Así las cosas, para dar mayor resiliencia a la matriz energética del país es necesario aumentar la participación de las FNCER lo que implica aumentar la penetración de la generación eólica y solar, en complemento con sistemas de almacenamiento y otros recursos de generación renovable.

e) Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista – MEM –

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) colombiano hay esencialmente dos mecanismos que tienen los comercializadores para comprar la energía necesaria para atender a los usuarios del mercado regulado: i) los contratos de largo plazo; y ii) la bolsa de energía. Estos mecanismos tienen una participación de largo plazo que rondan el 80% y 20%, respectivamente para cada mecanismo. Ambos mecanismos se complementan para garantizar a los usuarios la continuidad en el servicio.

La contratación de largo plazo se traduce en estabilidad de ingresos/costos para las partes debido a que en los contratos se pacta un precio por kWh y un indexador de referencia para la actualización del precio durante la vigencia del contrato, lo que disminuye la incertidumbre y riesgos en la operación de las partes y se traduce en precios muy estables de la energía transada. Mientras que las compras a través de la bolsa de energía actúan como complemento a los contratos y permiten a los comercializadores cubrir el faltante de energía necesaria para atender a los usuarios, no cubierta mediante contratos. La bolsa de energía se caracteriza por una elevada volatilidad de los precios, lo que se traduce en mayores niveles de incertidumbre para los agentes. La *Gráfica 11* permite ver el contraste entre las volatilidades de los precios de ambos mecanismos.

Gráfica 11. Colombia - 01/01/2020 a 18/05/2024 – Precios de Bolsa Nacional Ponderado y Promedio de Contratos del Mercado Regulado (Col.\$/kWh).

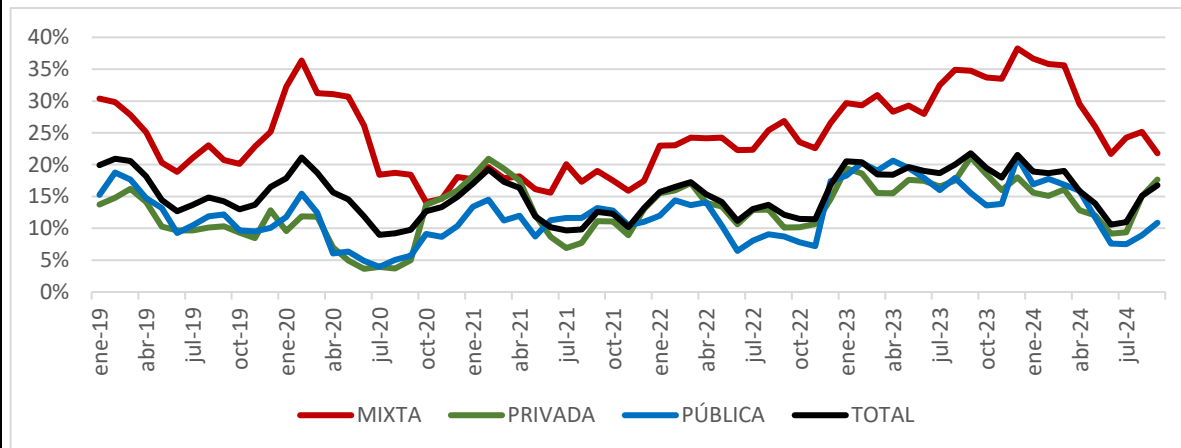


Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM.

Los procesos de contratación de largo plazo generalmente se realizan mediante negociaciones bilaterales descentralizadas entre comercializadores y generadores. Adicionalmente, los agentes cuentan con Derivex S.A., otro mecanismo de contratación, que es un mercado de derivados estandarizados de bienes y servicios energéticos, el cual permite a los agentes del sector eléctrico e industrial perfeccionar contrataciones a través de un mercado anónimo y estandarizado de contratos de futuros de energía eléctrica. En cualquier caso, y en cumplimiento de la Resolución CREG 130 de 2019, los contratos de largo plazo deben ser registrados en la plataforma tecnológica para el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP), plataforma que es controlada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), papel que es desempeñado por la compañía XM.

Si bien se considera que la participación de la energía adquirida mediante contratos de largo plazo y bolsa de energía es 80% y 20%, respectivamente, estas proporciones están lejos de ser estables y homogéneas para todos los comercializadores. La Gráfica 12 muestra que el porcentaje de energía que adquieren los comercializadores del mercado regulado a través de la bolsa de energía, lo que se conoce como porcentaje de exposición a bolsa, presenta alta volatilidad y difiere entre comercializadores. Si bien la gráfica presenta los comercializadores clasificados según la naturaleza jurídica de su propiedad, la disparidad en los niveles de exposición a bolsa suele ser mucho más notoria cuando se analizan los comercializadores por separado, tal como lo muestra la Tabla 10, en la que se observan comercializadores con exposiciones a bolsa cercanas al 0% y otros con exposiciones elevadas, que incluso alcanzan el 100%.

Gráfica 12. Colombia 01/2019 a 09/2024 - % de exposición de comercializadores del mercado regulado a precios de bolsa según su naturaleza jurídica y total.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM.

Tabla 10. Colombia - septiembre de 2024 - % Porcentaje de exposición a bolsa según Naturaleza de la propiedad y comercializador.

Naturaleza / Comercializador	Exposición de agente en bolsa (%)
MIXTA	21,773 %
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	9,631 %
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	20,545 %
DICELER S.A. E.S.P.	0,778 %
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	21,977 %
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	6,541 %
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	17,328 %
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	5,490 %
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	5,270 %
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	21,625 %
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	37,161 %
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA	100,000 %
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	9,809 %
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	32,828 %
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	95,231 %
PRIVADA	17,685 %
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	2,431 %
AIR- E S.A.S. E.S.P.	41,554 %
AIR- E S.A.S. E.S.P. – INTERVENIDO	50,355 %
BIA ENERGY S.A.S. E.S.P.	4,689 %
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	11,669 %
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	26,479 %
COLENERGIA S.A. E.S.P.	0,833 %
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	9,300 %
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	15,767 %
DRUMMOND POWER S.A.S. E.S.P.	31,270 %
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	9,525 %
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	17,939 %
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	18,238 %
ENEL COLOMBIA SA ESP	3,242 %

ENEL X COLOMBIA S.A.S ESP	18,630 %
ENERXIA COLOMBIA SAS ESP	2,211 %
FRANCA ENERGIA SA ESP	10,496 %
FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	0,425 %
GAP ENERGY GROUP SAS ESP	21,792 %
GENERSA S.A.S. E.S.P.	59,122 %
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.	60,182 %
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	7,009 %
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP	37,048 %
NEU ENERGY S.A.S E.S.P	8,239 %
NOVA ENERGY STAR S.A.S. E.S.P.	40,452 %
OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD CENACE	100,000 %
PROENERGY S.A.S.E.S.P.	0,001 %
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	13,327 %
QI ENERGY S.A.S. E.S.P.	6,740 %
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	100,000 %
RUITOQUE S.A. E.S.P.	11,161 %
SANTA FE ENERGY ZOMAC S.A.S. E.S.P.	5,446 %
SOL & CIELO ENERGIA S.A.S. E.S.P	0,173 %
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	18,145 %
TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	17,501 %
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS E.S.P	11,321 %
VACHE S.A.S E.S.P.	14,275 %
VATIA S.A. E.S.P.	20,062 %
VOLTAJE EMPRESARIAL S.A.S. E.S.P.	11,723 %
PÚBLICA	10,857 %
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	3,414 %
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	9,059 %
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	7,137 %
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	0,397 %
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	3,115 %
EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	0,087 %
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	24,079 %
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	8,764 %
Total	16,764 %

Fuente: SINERGOX-XM.

1.2. Necesidad de habilitar nuevos mecanismos.

1.2.1. En generación.

Si bien en el mercado coexisten diversos mecanismos de contratación a largo plazo (negociaciones bilaterales, Derivex S.A., subastas de Cargo por confiabilidad), el mercado aun requiere un mecanismo complementario que permita a proyectos de generación en etapa de desarrollo establecer contratos de largo plazo como mecanismo para dar soporte y viabilidad financiera a dichos proyectos en su etapa más vulnerable: la de desarrollo.

En efecto, los contratos de largo plazo en los que participan proyectos de generación en etapa de desarrollo se constituyen en una señal de mercado que les permite, a sus promotores, acceder a recursos financieros que les permite llevar a buen término dichos proyectos de generación, recursos financieros que suelen provenir de créditos

bancarios e inversiones nuevas en los que los ingresos futuros provenientes de los contratos sirven de garantía y de señal de rentabilidad de los proyectos.

Evidentemente los contratos de OEF asignados a proyectos en desarrollo a través de las subastas del Cargo por Confiabilidad contribuyen a este propósito, sin embargo, tal como lo han hecho explícito los agentes en diferentes espacios públicos de dialogo con el MME y en respuestas al cuestionario de la encuesta “*Lineamientos relacionados con la entrada y puesta en operación de los proyectos de generación, autogeneración a pequeña escala (AGPE) y generación distribuida de energía eléctrica en el SIN*”¹¹, los contratos de OEF son insuficientes para dar viabilidad financiera a los proyectos de inversión en FNCER, lo que pone en evidencia la necesidad de poner a disposición del mercado mecanismos competitivos que propicien contratación que garanticen la entrada en operación de estos proyectos. Al considerar las proyecciones de expansión de mediano y largo plazo hechas por XM y la UPME, resulta evidente que el mecanismo debe ser permanente en el SIN.

Las respuestas a la encuesta citada en el párrafo anterior ponen en evidencia que entre los agentes del sector eléctrico existe un amplio consenso acerca de la ingente necesidad de contar con mecanismos competitivos complementarios a los ya existentes que propicien la contratación de largo plazo para atender la demanda del mercado regulado, con la única excepción de ANDEG¹², que considera que no se requieren mecanismos adicionales a los ya existentes. También se debe destacar la propuesta hecha por la compañía Air-e¹³, consistente en establecer dos (2) mecanismos competitivos diferenciados para atender: i) la demanda de las llamadas Áreas Especiales (AEs) y, ii) la demanda restante del mercado regulado. En la Tabla 11 se relacionan los radicados y correos mediante los cuales los agentes comunicaron sus respuestas a la encuesta.

Tabla 11. 2024 – Comunicaciones de los agentes del SIN que respondieron la encuesta sobre mecanismos de mercado.

ACTOR O AGENTE QUE RESPONDE	Radicado MME
Comité Asesor de Comercialización del Sector Eléctrico - CAC	1-2024-018741
Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica - ASOCODIS	1-2024-018813

¹¹ Encuesta hecha en el mes de abril de 2024 por el Ministerio de Minas y Energía entre las entidades y agremiaciones del sector. A los agentes se les solicitó manifestar sus consideraciones acerca de la necesidad de que el MME habilite un mecanismo competitivo que propicie la contratación de largo plazo y las recomendaciones que hacen los agentes al MME ante una eventual implementación de dicho mecanismo.

¹² Textualmente ANDEG manifiesta “No se requiere habilitar un nuevo proceso de SCLPE.”

¹³ Air-e afirma que “Debería haber dos (2) tipos de subastas, una para la atención exclusiva de demanda de Areas Especiales AE y otra para el resto del mercado regulado.”

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - ACOLGEN	1-2024-019070
AIRE S.A.S E.S.P.	1-2024-018920
Asociación Nacional de Empresas Generadoras- ANDEG	1-2024-018730
Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones - ANDESCO	Correo electrónico 16/05/2024
Asociación Colombiana de Energía Solar -ACOSOL	1-2024-018832
Asociación Energías Renovables - SER Colombia	Correo electrónico 07/05/2024
CNO – Consejo Nacional de Operación	1-2024-020599
Enerbit S.A.S E.S.P	1-2024-020793

Fuente: MME – Sistema ARGO y correo electrónico

1.2.2. Justificación de nuevas obras para garantizar la entrada en operación de la generación esperada

Recientemente la Unidad de Planeación Minero Energética anunció el plan de obras urgentes de transmisión de energía eléctrica, justificado en las zonas declaradas en estado de emergencia por XM, el operador del mercado eléctrico en Colombia, identificando obras que se concentran principalmente en la región Caribe. En particular, se ha señalado un agotamiento de la capacidad de transmisión en áreas como Guajira, Cesar, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre. Algunas de las subestaciones afectadas incluyen El Banco, La Jagua, San Juan, Sincé, y Magangué, entre otras. Esto se debe a la creciente demanda y la capacidad limitada de la red de transmisión regional, que enfrenta retrasos en su expansión.

Si bien, los planes consideran obras convencionales y que tradicionalmente han sido la respuesta a las necesidades de infraestructura en transmisión, el plan incluye novedades como la instalación de compensadores síncronos y dinámicos, lo que resalta la necesidad de incluir opciones que habiliten nuevas tecnologías y servicios para el adecuado funcionamiento del SIN.

La UPME identifica ciertos proyectos de transmisión como críticos o prioritarios, ya sea por su impacto en la mejora de la capacidad del sistema de transmisión nacional (STN) o por su relevancia en términos de la integración de energías renovables o la expansión de la cobertura eléctrica. Estos proyectos se seleccionan bajo ciertos criterios técnicos y de necesidad del sistema, como el incremento de la demanda de energía en una región específica o la integración de nuevas fuentes de generación (por ejemplo, parques solares o eólicos).

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

Dentro de las bondades del plan de obras urgentes, se encuentra el diseño de un mecanismo fast track para la adjudicación de las convocatorias para obras urgentes, con efectos en temas de licenciamiento ambiental, procesos de consulta previa y facilidades en los procesos de conexión.

Esta iniciativa deja de manifiesto por un lado la necesidad de facilitar las condiciones para la efectiva instalación de las plantas de generación comprometidas en las demás actividades de la cadena, así como la necesidad de habilitar las condiciones para que tecnologías y servicios que identifiquen como pertinentes para el sistema energético logren una implementación de manera oportuna y efectiva.

1.2.3. En otras actividades de la cadena de prestación del servicio.

Como ya se ha mencionado, garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de electricidad requiere la expansión y diversificación de la matriz de generación. Sin embargo, este crecimiento debe ir acompañado con la expansión y crecimiento de las demás actividades de la cadena. En efecto, la expansión de la oferta de generación y el crecimiento de la demanda de energía, obligan que las demás actividades que se realizan entre la generación y el consumo de electricidad se expandan a un ritmo acorde al crecimiento de estos dos extremos del mercado.

Así las cosas, el mercado requiere que se den las señales adecuadas para garantizar la entrada oportuna de proyectos y servicios que contribuyan a garantizar la confiabilidad del servicio a medida que crece el mercado. En particular, resulta fácil prever que recursos, proyectos y servicios¹⁴ asociados a las actividades de Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) deben contar con mecanismos que permitan la entrada en operación de nuevos proyectos o servicios a medida que el mercado los requiera para operar de manera confiable.

Estas actividades de la cadena eléctrica hoy cuentan con mecanismos competitivos que permiten, en términos generales, que su expansión se adecua a las necesidades del mercado. Sin embargo, con frecuencia se presentan restricciones e insuficiencias de infraestructura que se han traducido en cortes de suministro eléctrico en algunas regiones del país. Un ejemplo de ello ha sido la insuficiencia de la red de transmisión en la Región Caribe¹⁵ para atender incrementos no previstos en la demanda y que se tradujeron, durante el Fenómeno de El Niño de 2024 en interrupciones en la prestación del servicio.

¹⁴ Ejemplos de estos recursos o servicios son el almacenamiento con baterías, los compensadores síncronos y dinámicos. En el futuro, pueden estar asociados a nuevas tecnologías o servicios administrativos emergentes.

¹⁵ Ver <https://www.xm.com.co/noticias/6026-senales-de-xm-sobre-el-agotamiento-de-la-red-transmision-de-energia-en-algunas-zonas>

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

Para dar señales adecuadas de expansión, el decreto busca habilitar al MME, la CREG y la UPME para que, en los temas de sus competencias, creen mecanismos de contratación de largo plazo de proyectos o recursos nuevos que se encuentren próximos a concluir su desarrollo y que, además cumplan con las siguientes características:

1. Sean pertinentes para el mercado eléctrico. Esto es, los planes y proyecciones de expansión del sector avalen la necesidad de entrada de cada proyecto, y;
2. Su Fecha de Puesta en Operación (FPO) esté dentro del año calendario siguiente a la contratación habilitada por la nueva reglamentación.

Los mecanismos de contratación de largo plazo que se reglamenten en desarrollo de la iniciativa aquí expuesta deben cumplir con los principios contemplados en las leyes 142 y 143 de 1994. Por tanto, los precios o remuneraciones para los proyectos o servicios que se contraten deben ser eficientes desde la perspectiva económica, social y ambiental. Por esta razón, en todo caso los precios o remuneraciones deben ser los que hayan resultado en los procesos competitivos de contratación de dichas actividades o servicios más recientes, o, en los casos en los que estos procesos competitivos no se hayan realizado, las remuneraciones o precios deben ser el resultado de estudios oficiales realizados con el propósito específico de establecer los valores eficientes de dichos precios o remuneraciones.

En consecuencia, los proyectos o servicios que se contraten como resultado de los mecanismos de contratación de largo plazo que se reglamenten en desarrollo de la iniciativa aquí expuesta serán, en todos los casos, tomadores de precios o remuneraciones.

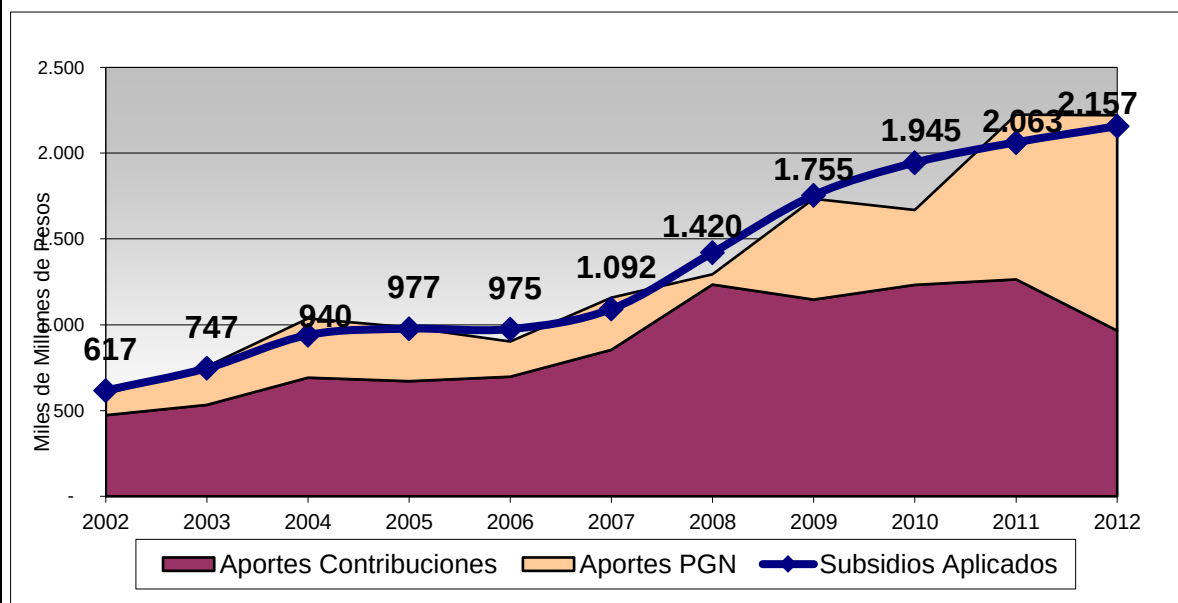
1.2.4. Mecanismo para habilitar la entrada de generación de energía eléctrica con FNCER como mecanismo para entregar subsidios al servicio de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido por la Ley 143 de 1994 en materia de subsidio para la atención de usuarios de menores ingresos, reglamentado a través de los Decretos 847 de 2001 y 201 de 2004, se definen el esquema de aplicación de subsidios, que contempla, que hasta un cierto límite de consumo (conocido como “consumo de subsistencia”) se subsidia a los estratos 1, 2 y 3 a porcentajes máximos actuales de 60%, 50% y 15% del costo medio de la prestación del servicio (Cu) respectivamente. El porcentaje efectivo de subsidio lo determina el distribuidor. A los hogares de estratos 1 a 3 que consumen por encima del consumo de subsistencia se les cobra la tarifa plena sobre las unidades de consumo adicionales a ese límite. El consumo de subsistencia es de 130 kilovatios en alturas mayores a 1000 metros sobre el nivel del mar, y de 173 kilovatios en alturas menores. Adicionalmente, se cobra contribuciones

a los estratos 5 y 6, así como a los estratos comerciales, a través de una sobretasa de 20% por encima de ese costo medio.

Los recursos de este mecanismo son tramitados a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingresos -FSSRI- (Ley 286 de 1994) bajo la aplicación de los principios de solidaridad y redistribución del ingreso, y el principio de suficiencia financiera. El esquema se diseñó inicialmente para que las contribuciones recaudadas permitieran la financiación de los recursos destinados a subsidios, en un esquema de subsidios cruzados; sin embargo, históricamente se ha presentado un déficit en dicha financiación, que deriva en que lo faltante sea cubierto por recursos del presupuesto general de la nación (Ver Gráfica 13).

Gráfica 13. Estadística de subsidios aplicados, recursos de contribuciones y aportes del presupuesto general de la nación PGN. 2002-2012.

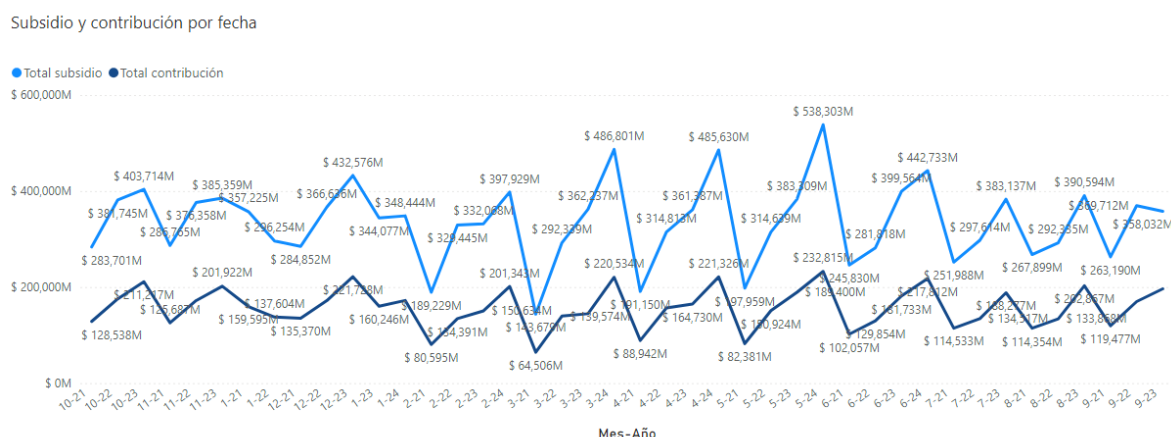


Fuente: MME-FSSRI

Este comportamiento ha sido advertido en varios informes sectoriales, entre ellos el foco 4 de la Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria

Eléctrica (2020) y el informe Macro Sectorial de la Contraloría¹⁶ (2019), señalando este déficit como un aspecto estructural, cuyas consecuencias son percibidas no solo desde el punto de vista fiscal sino también en la estructura financiera de las empresas distribuidoras, lo que compromete entre otros el cumplimiento del principio de suficiencia financiera del Estado y de algunos agentes en la cadena, esto último con implicaciones en aspectos de cobertura y calidad del servicio.

Gráfica 14. Estadística de subsidios aplicados, recursos de contribuciones y aportes del presupuesto general de la nación PGN. 20212-2023.



Fuente: INTEGRAMÉ

Frente a esta problemática, se han planteado alternativas entre ellas mejoras en focalización de los subsidios, esquemas de fondeo para el FSSRI, la instalación de sistemas de generación más cercanos a la demanda y la universalización del servicio con diversidad de fuentes y usos, como sistemas individuales aislados y esquemas mixtos de electrificación entre el SIN y soluciones aisladas. Sobre este tipo de alternativa, los análisis desde el punto de vista financiero indican que la instalación de proyectos de generación con FNCER como la energía solar lograrían indicadores financieros favorables, si se considera como parte de los beneficios los costos evitados en subsidios con efectos fiscales de mediano y largo plazo y esquemas de uso eficiente de los recursos públicos; asumiendo que se mantiene la composición en la estratificación entre usuarios, el actual esquema de subsidios y el comportamiento en los costos de instalación decrecientes que se han referenciado en otros apartes de esta memoria.

¹⁶ LOGROS DE LOS SUBSIDIOS PARA MENORES TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD: Análisis de los ajustes al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

Bajo estas consideraciones se requiere que se habiliten esquemas de contratación de largo plazo que aceleren la instalación de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica, cuyos efectos en reducción de demanda contribuyan a una mayor eficiencia, menores costos de generación y de manera indirecta menos presión en necesidades de subsidios del FSSRI y una destinación más eficiente en recursos públicos dirigidos a la inversión.

1.3. Justificación Jurídica.

a) Marco Jurídico

De conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

El artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 en sus literales a) y b), establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en cumplimiento de sus funciones: i) abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; y ii) asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

Ahora bien, dentro de los principios que rigen la prestación del servicio de energía eléctrica consagrados en el artículo 6 de la mencionada ley, se encuentra el principio de adaptabilidad, que conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.

Por su parte, el artículo 12 de la misma ley establece que: *“La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para*

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

que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos”.

Ahora bien, el Decreto 381 de 2012 estableció como objetivos del Ministerio de Minas y Energía *“formular, adoptar, dirigir y coordinarlas políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía”.*

Por un lado, el numeral 4 del artículo 2 del decreto citado establece como funciones del Ministerio de Minas y Energía, *“formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía”.*

Por el otro, el numeral 5 del artículo mencionado establece como otra función del Ministerio de Minas y Energía, la de *“formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía”* así como *“formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país”.*

Por su parte, la Ley 1715 de 2014 *“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”* en el literal e) del numeral 1 del artículo 6, establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía *“propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de (sic) energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética”.*

La misma Ley en su artículo 19 numeral 4, establece: *“El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios”*, como alternativa para el desarrollo de la energía solar.

De igual forma, la Ley 1955 de 2019 *“Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 pacto por Colombia, pacto por la equidad”*, establece en su artículo 296 que *“en cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes*

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

no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo *asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo*". Este artículo fue expresamente analizado y declarado exequible por parte de la Corte Constitucional a través de la Sentencia C-056 de 2021, reafirma las facultades del MME para reglamentar aspectos técnicos y operativos referentes a la modalidad cumplimiento de lo establecido en el artículo analizado e incluso considerando que *"afectaciones leves que, en el corto plazo, el cumplimiento de la obligación de compra de energía proveniente de FNCER implica para el ejercicio de las libertades económicas de los agentes comercializadores y generadores del MEM, son compensadas ampliamente por los beneficios de mediano y largo plazo que la implementación que el sistema de cuota de compra de energía producirá para la eficiencia y competitividad del sector energético, la adaptabilidad de la matriz energética y la mitigación del cambio climático."*

Así mismo la Ley 2099 de 2021, en su artículo 3 modificó el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014, estableciendo que, *"La promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía principalmente aquellas de carácter renovable, así como el uso eficiente de la energía, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social, publico y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables"*.

Vale la pena mencionar que mediante la Ley 1665 de 2013, el Congreso de la República ratificó el *"Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)"*, entidad de la cual Colombia es miembro y cuyo objetivo es, entre otros, de acuerdo con el artículo II, promover *"la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable"*. Dentro de los argumentos para ratificar dicho estatuto, se menciona que *"para el país resulta necesario explorar el uso de fuentes renovables que complementen la generación hidroeléctrica, ya que los impactos del cambio climático en Colombia acentúan las vulnerabilidades de este sector, lo cual puede poner en riesgo la seguridad energética del país"*.

Y que mediante la Ley 1844 de 2017 el Congreso de la República ratificó el *"Acuerdo de París"*, adoptado el 12 de diciembre de 2015 durante la COP21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, lo cual ratifica la participación de Colombia en dicho acuerdo y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país, de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un

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

50% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030 en el escenario *Business as Usual* (BAU) definido de acuerdo con la actualización realizada en el año 2020 de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC).

El numeral 14.18 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 establece que la regulación de los servicios públicos domiciliarios consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 establece que las comisiones de regulación tienen la función y facultad especial de establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Específicamente para la CREG, el literal d) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 establece que esta tiene la función y facultad especial de fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esa ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

Adicionalmente, las leyes 142 y 143 de 1994 consagran el principio de neutralidad y particularmente el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, indica que el principio de neutralidad exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio; y el Artículo 44 de la Ley 143 de 1994, que reitera la neutralidad como uno de los criterios que orientarán el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa, e indica que “Por neutralidad se entiende que usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no residenciales del servicio de electricidad, según niveles de voltaje, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios”.

En igual sentido el Decreto 1073 de 2015, en su Artículo 2.2.3.2.2.9., estableció los lineamientos para el aseguramiento de la prestación del servicio, e indicó que en desarrollo de los principios consagrados en el Artículo 6 de la Ley 143 de 1994, que incluyen el de neutralidad, se deberán implementar medidas para el aseguramiento de la prestación del servicio bajo condiciones diferenciales, para usuarios en áreas

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

especiales y situaciones de retiro del mercado de agentes comercializadores.

Por otra parte, el numeral 11 del artículo 4 del Decreto 2121 de 2023, le atribuye a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la función de *“Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión”*.

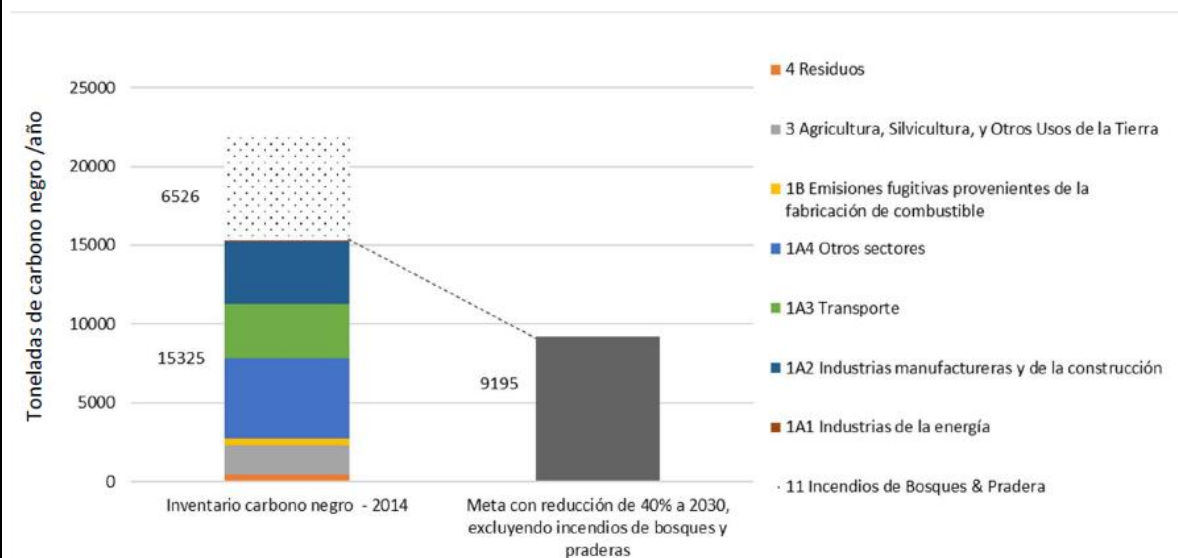
Finalmente, mediante Diario Oficial No. 50.544 de 23 de marzo de 2018, fue publicado el Decreto 570 de 2018 *“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”*.

Sin embargo, la Sección Tercera del Consejo de Estado, en el Expediente No. 11001-03-26-000-2018-00164-00(62492) del 14 de junio de 2023, Consejero Ponente Dr. Guillermo Sánchez Luque, publicó una sentencia a través de la cual anuló el mencionado Decreto 570 de 2018, argumentando que se omitió el trámite de abogacía de la competencia que exige que los actos de regulación que limiten o afecten la libre competencia en los mercados deben tener un concepto previo de la Superintendencia de Industria y Comercio, trámite que no se adelantó previa y satisfactoriamente, y generó, así, un vicio en el acto expedido, configurando, de esta forma, la causal de anulación.

b) Compromisos internacionales adquiridos por el Estado colombiano en materia de descarbonización

Los compromisos adquiridos por el país en materia de descarbonización tienen su expresión en las metas de descarbonización de la economía, los que a su vez materializan en políticas sectoriales como la diversificación de matriz energética a partir de FNCER. En 2020 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publicó la más reciente “Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)” documento mediante el cual se adoptan las metas globales y sectoriales de descarbonización, la Gráfica 15 resume estas metas adoptadas por el Estado colombiano.

Gráfica 15. Colombia 2014 a 2030 - Meta de reducción de carbono negro a 2030.



Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2020): Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC).

En este sentido, el literal e) del Art. 3 Ley 143 de 1994, establece como obligación para el Ministerio de Minas y Energía la función de: “Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector”, lo que se reafirma con el literal e) del Art. 6 Ley 1715 de 2014 establece que le corresponde al MME “Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.”

- c)** De esta manera, el cumplimiento de las metas es clave la participación del sector energía, tanto desde la generación con una matriz diversificada, de bajas emisiones, confiable y resiliente, como desde la demanda con grandes transformaciones como la introducción de acciones de eficiencia energética y sustitución de combustibles fósiles. Sin embargo, se requiere que los cambios propuestos se adopten de manera acelerada y sostenible e incorporando aspectos ambientales, si se tiene en cuenta que el primer hito en materia de metas es el año 2030; en este sentido la habilitación de mecanismos de contratación de FNCER es clave, se requiere de manera pronta **Justificación Técnica.**

En apartados anteriores de este documento se han abordado aspectos neurálgicos de la coyuntura y de las perspectivas del sistema eléctrico nacional que en conjunto dan soporte a la necesidad de constituir un mecanismo competitivo y flexible que propicie la contratación de largo plazo para los proyectos de generación. Estos son:

1. Las proyecciones de la UPME señalan que la demanda de energía en el largo plazo tiene una tendencia creciente y que, por tanto, el SIN requiere ampliar su base de generación.
2. Las proyecciones de expansión de mediano plazo elaboradas por XM y de largo plazo producidas por la UPME muestran que: i) Según XM, en los próximos 5 años se proyecta la entrada en operación de 334 proyectos con capacidad efectiva neta de 16.64 GW, en su mayoría a partir de FNCER que contribuirán a atender la creciente demanda energética del país; y ii) para el horizonte de 15 años empleado por la UPME, se espera que para 2037 la expansión alcanzada de la base de generación, frente a 2023, sea de 13.83 GW, en su mayoría a partir de FNCER. Si bien hay divergencia en la magnitud y plazo en el que se logran hitos de la expansión, ambas entidades coinciden en la permanente expansión de la base de generación del SIN a partir de FNCER.
3. La matriz de generación del país, sigue siendo vulnerable ante los efectos del cambio climático sobre los ciclos hidrológicos y sensible a la creciente volatilidad de los precios de los combustibles. Hecho que hace necesario aumentar la diversidad de fuentes de generación, de tal manera que se diluyan la dependencia de los ciclos hidrológicos y la sensibilidad a las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles, con el fin de aumentar la resiliencia del sistema eléctrico del país.
4. En el mercado regulado hay segmentos de usuarios que están expuestos en alto grado a la elevada volatilidad de los precios de bolsa. Contar con un mecanismo competitivo que incentive y facilite la contratación a largo plazo contribuye a consolidar una solución de largo plazo a este problema presente en la coyuntura del sistema.
5. Los contratos de OEF contribuyen a dar viabilidad financiera a los proyectos que hoy están en desarrollo; pero, son insuficientes para lograr este propósito. El mercado debe dar una señal que garantice la rentabilidad de esos proyectos y le de factibilidad a su inversión por parte del sistema financiero.
6. Es necesario generar mecanismos que habiliten la entrada efectiva de los proyectos o recursos nuevos¹⁷, que están relacionados con actividades conexas a la generación, la transmisión y la distribución.
7. El cambio tecnológico es acelerado, acompañado de un comportamiento decreciente en precios, lo que debe favorecer las condiciones de precio y oferta para lo cual se requiere la flexibilización de los mecanismos existentes, manteniendo condiciones de competitividad, eficiencia en precios y garantías,

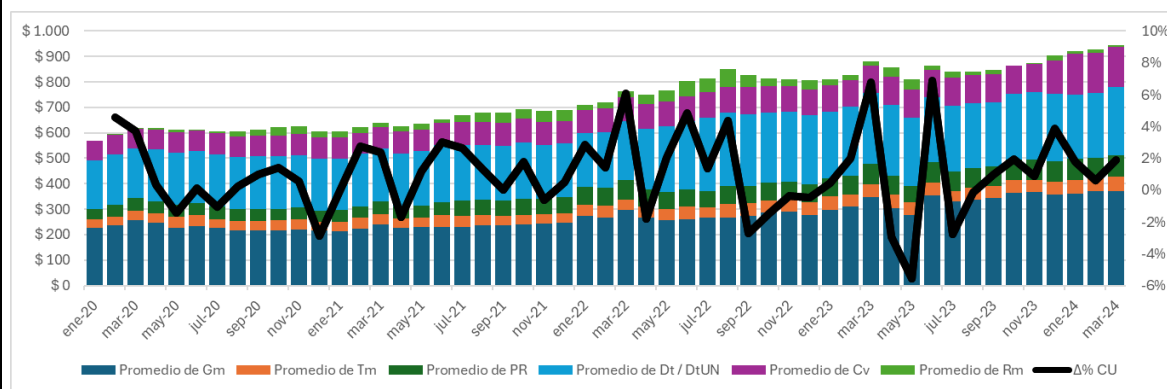
¹⁷ Tales como los asociados al almacenamiento de energía eléctrica o a los compensadores síncronos y dinámicos o a los que, en el futuro se deriven de nuevas tecnologías o de desarrollos administrativos.

que aquellos agentes que optaron por acogerse de manera oportuna a los mecanismos.

Adicionalmente, se puede señalar que garantizar la entrada en operación de nuevos recursos de generación se constituye en una solución de largo plazo al conjunto de problemas que ha gestado la tendencia creciente en el costo de las tarifas de energía en el país.

En efecto, entre enero de 2020 y marzo de 2024, el Costo Unitario (CU, medido en Col.\$/kWh) promedio aumentó en un 66,04% al pasar de \$568.96 a \$944,07 en el periodo. El componente del CU que más contribuyó a este incremento fue el de generación, cuyo crecimiento fue de 64,48%, esto debido a que, en promedio, el 37% del CU corresponde a la generación, también se destaca el crecimiento del componente de Distribución que alcanzó el 39,94%, componente que en promedio explica el 32.13% del CU. Si bien todos los demás componentes del CU presentaron incrementos mucho mayores en términos porcentuales (Restricciones con 177%; Pérdidas con el 102%; Comercialización con el 104%; y Transmisión con el 69,8%) sus contribuciones al incremento del CU en término de niveles, es decir, en unidades monetarias, fueron relativamente pequeñas debido a que estos componentes tienen una participación relativamente menor dentro del Cu (ver Gráfica 16.)

Gráfica 17. Colombia 01/2020 a 03/2024 E- Evolución del promedio nacional del Costo Unitario (Col.\$/kWh), sus componentes y % de variación mensual del CU.



Fuente: Elaborada con base en datos SSPD

La expansión de la matriz energética, no sólo en capacidad efectiva sino en diversificación de fuentes debería aumentar la competencia en la bolsa, disminuir la exposición a bolsa del mercado y por estos canales, propiciar una disminución de las tarifas en términos reales. Hay que tener presente que la mayoría de la expansión planeada del sistema se sustenta en FNCER, este efecto sobre las tarifas debería ser

particularmente fuerte, ya que este tipo de generación presenta costos marginales pequeños en comparación con las fuentes convencionales de energía.

Igualmente, se ha señalado que la expansión de la matriz de generación y el crecimiento de la demanda exigen que las demás actividades de la cadena, diferentes a la generación, tengan un crecimiento acorde con las necesidades del mercado. Razón por la cual resulta pertinente habilitar la creación de nuevos mecanismos de contratación de largo plazo que incentiven y faciliten la incorporación de nuevos proyectos y servicios que aseguren el adecuado crecimiento del sistema eléctrico.

1.4. Viabilidad financiera de nuevos proyectos FNCER.

Como se ha argumentado en apartados anteriores, el mercado eléctrico colombiano necesita disponer de mecanismos competitivos y flexibles que propicien procesos contratación de largo plazo para dar viabilidad financiera a nuevos proyectos de generación a partir de FNCER.

La generación de energía a partir de FNCER atraviesa, a nivel mundial, por una fase en la que la relación eficiencia/costo mejora de manera acelerada. Como puede observarse en la Gráfica 18., por un lado, los costos de instalación de plantas solares y eólicas tienen una tendencia decreciente, a la vez que vienen creciendo de manera sostenida su factor de capacidad y, debido a sus casi nulos costos variables, el precio de cada kWh generado tiene una tendencia de rápido descenso.

Las proyecciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía, Wood Mackenzie, IRENA, entre otras, que sustentan análisis como los incluidos en la Hoja de Ruta de la Transición energética Justa¹⁸, el PEN 2022-2052¹⁹ y el Plan Indicativo de Generación 2023-2037²⁰, en donde se prevé la reducción de los costos de inversión de diferentes fuentes de generación con FNCER (Ver Gráfica 19.), mejorando su competitividad frente a fuentes de generación con fósiles, incluidos los líquidos a quienes adicional al incremento internacional de precios se suma el efecto del impuesto del carbono. Sin embargo, en países como Colombia, en los que hay bajos niveles de ahorro e inversión, las iniciativas de implementación de nuevos recursos de generación con estas tecnologías necesitan apoyarse en créditos bancarios para financiar los costos asociados a la compra e importación de capital, sumado a elevados costos asociados a los procesos de licenciamiento, montaje y conexión de

¹⁸ MME. Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10442/3_Escenarios_nacionales_TEJ_Rutas_que_nos_reparan_para_el_futuro.pdf. 2023

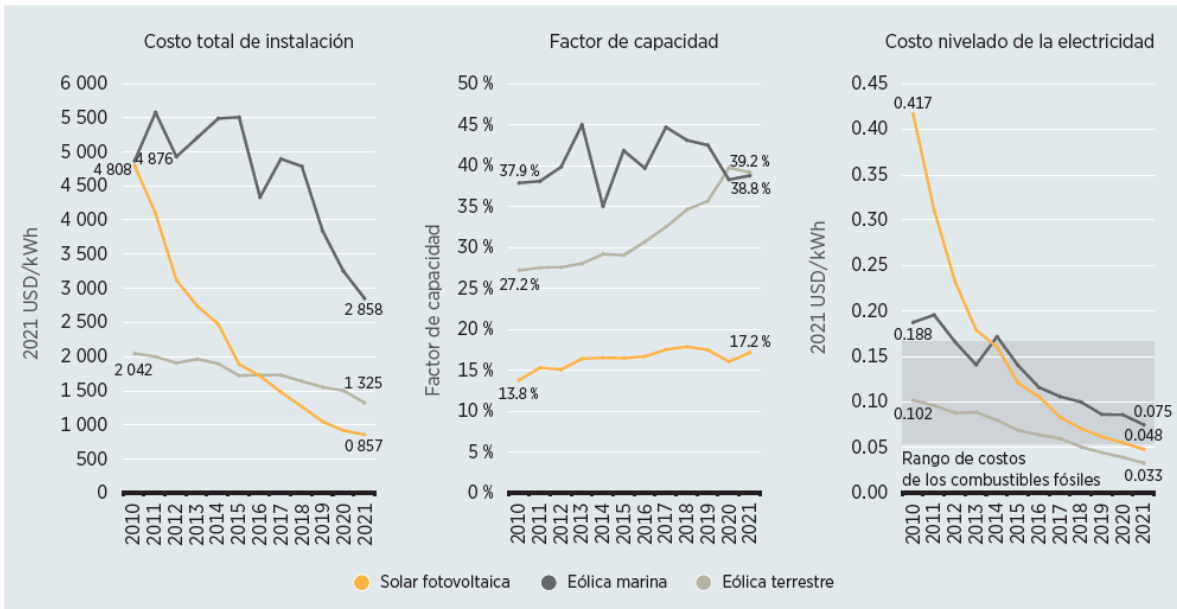
¹⁹ UPME. PEN 2022-2052. Disponible en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpccajpcgclcfndmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documentos/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documentos/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf) 2024

²⁰ UPME. Plan Indicativo de Expansión de la Generación - Actualización. Disponible en: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpccajpcgclcfndmkaj/https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansion_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansion_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf)

las plantas, representan un nivel de incertidumbre alto que limitan o retrasan su implementación. Estos aspectos, se reflejan en el sistema de calificación de riesgo crediticio premiando con tasas de interés más bajas a los proyectos de inversión con menores niveles de incertidumbre o riesgo de mercado.

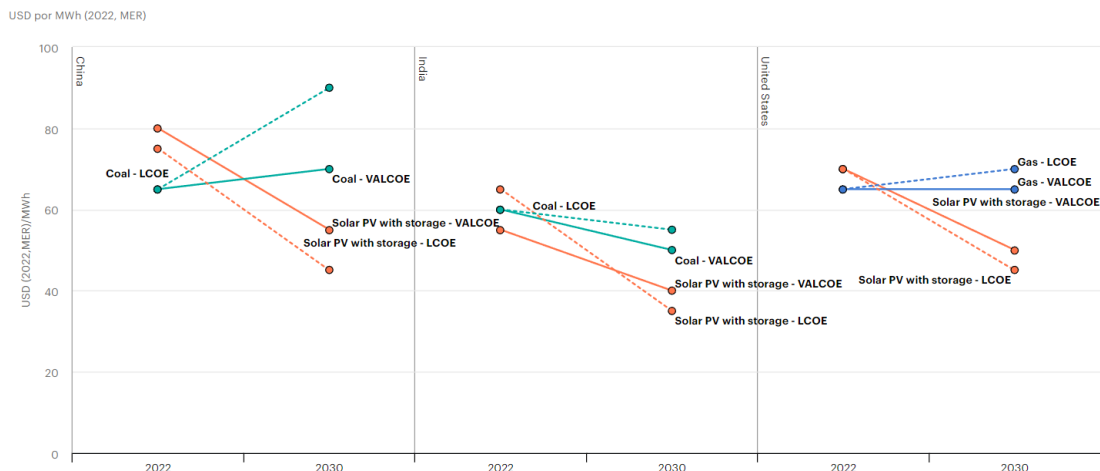
Para atender estas necesidades en el mercado eléctrico colombiano se han diseñado mecanismos que logren reducir esas incertidumbres, entre ellos los contratos de largo plazo de la energía en los que se compromete la energía que los proyectos comiencen a generar una vez entren a operar. Como ya se ha señalado los contratos que se han originado en procesos de asignación de OEF contribuyen a este propósito, aunque son insuficientes. Razón por la que se hace oportuno y conveniente garantizar la entrada de nuevos mecanismos que faciliten la contratación de largo plazo de la energía que planean entregar los proyectos de generación, con el fin de garantizar su entrada en operación, aumentando sus probabilidades de acceder a los recursos necesarios para su financiación al menor costo posible.

Gráfica 20. 2010-2021 – Promedio mundial de costos de instalación, factor de capacidad y costo nivelado de la electricidad a partir de FNCER.



Fuente: IRENA (2022), Costos de generación de energías renovables en 2021, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

Gráfica 21.. LCOE y LCOE de valor ajustado para energía solar fotovoltaica más almacenamiento en baterías, carbón y gas natural en regiones seleccionadas en el Escenario de Políticas Declaradas, 2022-2030



Fuente: EIA21

1.5. Precios de las FNCER

La energía generada a partir de FNCER, además de ser amigable con el medio ambiente al disminuir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), promete también ser amigable con las finanzas de los usuarios. En efecto como se acaba de presentar en la gráfica 20, gráfica 21 y Tabla 7 *Tabla 12* los costos de la energía a partir de estas fuentes tienen una acelerada tendencia decreciente. Así las cosas, el aumento de la participación de estas fuentes energéticas en la matriz de generación se constituye en una estrategia pertinente para garantizar tarifas justas a mediano y largo plazo para los usuarios del país.

Tabla 12. 2010-2021 – Promedio mundial de costos de instalación, factor de capacidad y costo nivelado de la electricidad a partir de FNCER.

²¹ AIE (2024), LCOE y LCOE de valor ajustado para energía solar fotovoltaica más almacenamiento en baterías, carbón y gas natural en regiones seleccionadas en el escenario de políticas establecidas, 2022-2030, AIE, París <https://www.iea.org/data-y-estadisticas/graficos/lcoe-y-valor-ajustado-lcoe-para-solar-fotovoltaica-mas-almacenamiento-de-bateria-carbon-y-gas-natural-en-regiones-seleccionadas-en-las-politicas-declaradas-escenario-2022-2030>, Licencia: CC BY 4.0

	Costos totales de instalación			Factor de capacidad			Costo nivelado de la electricidad		
	(2021 USD/kWh)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	Variación porcentual	2010	2021	Variación porcentual	2010	2021	Variación porcentual
Bioenergía	2 714	2 353	-13 %	72	68	-6 %	0.078	0.067	-14 %
Geotérmica	2 714	3 991	47 %	87	77	-11 %	0.050	0.068	34 %
Hidroeléctrica	1 315	2 135	62 %	44	45	2 %	0.039	0.048	24 %
Solar FV	4 808	857	-82 %	14	17	25 %	0.417	0.048	-88 %
CSP	9 422	9 091	-4 %	30	80	167 %	0.358	0.114	-68 %
Eólica terrestre	2 042	1 325	-35 %	27	39	44 %	0.102	0.033	-68 %
Eólica marina	4 876	2 858	-41 %	38	39	3 %	0.188	0.075	-60 %

Fuente: IRENA (2022), *Costos de generación de energías renovables en 2021*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, esta tendencia en la reducción de costos se ha fundamentado en un aumento absoluto en la adición de capacidad renovable registrado durante el año 2023²², gracias al apoyo político en la promoción en este tipo de fuentes, los fuertes compromisos ambientales adquiridos, la necesidad de seguridad energética y la mejora de competitividad de este tipo de tecnologías frente a alternativas de generación fósil. Esta misma tendencia se refleja en el comportamiento de tecnologías de almacenamiento (Ver Gráfica 22.), las cuales son fundamentales para la penetración de energías renovables, por sus aportes en seguridad, flexibilidad, respaldo a las redes de transmisión y habilitador en temas de automatización, medición, respuesta de la demanda y comunidades energéticas.

Del anterior análisis se resaltan tres aspectos clave que justifican la formulación de un nuevo mecanismo de contratación de largo plazo que brinde seguridad a los desarrolladores de proyectos, como herramienta para el cierre financiero, la seguridad y la promoción de proyectos, en especial cuando se trate de proyectos con FNCER que permitan satisfacer la demanda creciente de energía como señal del desarrollo económico del país, permitiendo que la oferta energética cumpla con condiciones de diversificación, confiabilidad y capturando la reducción de costos de tecnologías con FNCER, como la solar y la eólica, sin olvidar otras FNCER e incluso con tecnologías de almacenamiento que aporten mayor respaldo al sistema eléctrico, y en cuyo caso

²² IEA (2023), *Actualización del mercado de energías renovables - junio de 2023*, IEA, París
<https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023>, Licencia: CC BY 4.0

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

también se evidencian reducciones significativas de costos y avances tecnológicos acelerados.

Con este habilitador además de facilitar la oferta necesaria de energía se contribuye a la diversificación de la matriz energética, al cumplimiento de metas ambientales, que están planteadas para el corto, mediano y largo plazo, capturando el avance acelerado en costos y madurez tecnológica y permitiendo que se trasladen a los usuarios finales las reducciones de costos que presentan estas tecnologías, lo que además contribuye a la eficiencia del sistema energético nacional.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El Decreto en mención aplica a todos los agentes del Mercado de Energía Mayorista.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

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

El Decreto se expide con base en las facultades que tiene el Presidente de la República que se encuentran contenidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y los artículos 2 de la Ley 143 de 1994 y 6 y 7 de la Ley 1715 de 2014.

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.

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

Con el presente Decreto no se deroga, subroga, modifica o sustituye norma alguna.

Con el presente Decreto se adiciona una sección al Capítulo 8 del Título III de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo

El Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales emitió el informe de decisiones judiciales que pudieran tener incidencia en la expedición

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

de este proyecto normativo, indicando, mediante correo electrónico del 10 de julio de 2024 lo siguiente:

“De manera atenta, remito informe solicitado para realizar la memoria justificativa del proyecto de Decreto "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones". 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:

Ley 143 de 1994, artículo 2.

Ley 1715 de 2014, artículos 6, 7 y 19.

Decreto 1073 de 2015

Ley 1955 de 2019 artículo 296

Ley 2099 de 2021, en su artículo 3

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”.

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

Con lo dispuesto en el decreto se prevén dos efectos; el primero de ellos derivado de la propuesta de mecanismos de contratación de largo plazo, en relación con el diseño de los mecanismo de contratación el cual no impacta directamente los recursos de la Nación; por el contrario, la construcción y operación de proyectos de generación y

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

demás actividades de la cadena aumentará la oferta de energía en el mercado de Energía Mayorista – MEM, así como en otras actividades de la cadena como transmisión, distribución y en estas la incorporación de tecnologías de rápido despliegue como la de almacenamiento, condensadores síncronos y otras necesarias para una configuración eficiente del sistema eléctrico. Sin embargo, Las decisiones de inversión en las actividades de la cadena de electricidad son responsabilidad de cada inversionista, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 85 de la Ley 143 de 1994 que señala:

“Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”.

El segundo efecto esperado frente a los recursos de la nación, es un potencial impacto positivo, que se deriva de la activación de los mecanismos de contratación que permitan el diseño de esquemas de fondeo para el FSSRI, la instalación de sistemas de generación más cercanos a la demanda y la universalización del servicio con diversidad de fuentes y usos, cuyos efectos en reducción de demanda contribuyan a una mayor eficiencia, menores costos de generación y de manera indirecta menos presión en necesidades de subsidios del FSSRI y una destinación más eficiente en los recursos públicos del presupuesto general de la nación.

[INCLUIR RESPUESTA SIC]

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.

Como se observa del desarrollo técnico y jurídico de este documento, el diseño de mecanismos de contratación de largo plazo que aceleren la incorporación de generación con FNCER en la matriz de generación eléctrica y el desarrollo de infraestructura necesaria en las diferentes actividades de la cadena de valor del energético, que garanticen la entrada oportuna de estos recursos contribuyen al cumplimiento de los compromisos ambientales, por su reconocido aporte en la reducción del cambio climático, en la reducción de GEI por el desplazamiento de generación con tecnologías más contaminantes o de mayor impacto ambiental. En este sentido, se prevén impactos positivos de la formulación del proyecto normativo y su contribución al cumplimiento de la meta establecida para el país en la NDC de “emitir como máximo 169.44 millones de t CO₂ eq en 2030 (equivalente a una reducción del 51% de las emisiones respecto a la proyección de emisiones en 2030 en el escenario de referencia” definiendo como medida para el sector energía la diversificación de la matriz

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

energética colombiana, la promoción de la autogeneración de energía mediante fuentes alternativas y la transformación de la generación energética en las Zonas No Interconectadas.

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	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X
Documentos de Soporte: -	X

Aprobó:

JORGE EDUARDO SALGADO ARDILA Jefe Oficina Asesora Jurídica Regulatorios y	JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS Jefe Oficina de Asuntos Empresariales
--	--

Elaboró:
 Revisó:
 Aprobó: Jorge Eduardo Salgado Ardila / Juan Carlos Bedoya Ceballos