

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	30/12/2025
Proyecto de Resolución:	<i>Por la cual se adoptan medidas para propender por la confiabilidad, complementariedad y continuidad de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica del sistema interconectado nacional frente al riesgo sistémico y se dictan otras disposiciones</i>

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

De acuerdo con el Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De esta manera, cuando las fallas financieras en un sector amenazan la continuidad del suministro, la intervención gubernamental, se vuelve una obligación de carácter urgente para salvaguardar derechos fundamentales.

Actualmente la crisis financiera que atraviesan los principales comercializadores de la Región Caribe, derivada por distintas causas socio-económicas y culturales de la región, de las medidas adoptadas en el plan nacional de desarrollo de la Ley 1955 de 2019, la reglamentación que de ella se derivara, entre otras causas, revela una distorsión del principio de equidad consagrado en el Artículo 6º de la Ley 143 de 1994, que exige al Estado asegurar una cobertura equilibrada y adecuada del servicio. La región Caribe, marcada por una incidencia de pobreza multidimensional del 18.5% en 2024¹, que supera el promedio nacional del 11.5%, exhibe una limitada capacidad de pago de los usuarios, lo que ha profundizado la pobreza energética y el rezago estructural en la prestación del servicio. Estas condiciones

¹ DANE Boletín Técnico 22 abril de 2025

generan asimetrías en el ciclo comercial y financiero que no solo afecta a los prestadores que asumen este riesgo inherente a la composición natural de su mercado de comercialización, si no también generan brechas importantes para su ecosistema económico, como proveedores, banca, el regulador, reguladores de distintas actividades económicas y el gobierno.

Ahora bien, lo anterior es proporcional a las dimensiones de los mercados de comercialización, pues los efectos de las brechas financieras no refieren las mismas implicaciones entre agentes, teniendo en particular para esta región más del 25% de la demanda nacional, es decir, cerca de diez millones de habitantes, lo que se traduce en cargas financieras correspondientes al mercado de energía mayorista bastante relevantes, como se describirá más adelante.

Sobre este contexto, el artículo 334 de la Constitución Política de Colombia establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, interviniendo en los servicios públicos y privados con el propósito de mejorar la calidad de vida de los habitantes, garantizar la distribución equitativa de los beneficios del desarrollo y preservar un ambiente sano.

El artículo 365 ibídem dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 367 señala que la ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad, financiación y régimen tarifario, el cual debe tener en cuenta los criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos. Además, establece que los municipios podrán prestar directamente los servicios públicos cuando las

condiciones técnicas y económicas lo permitan, y que los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación.

A su vez, el artículo 370 de la Constitución determina que corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración, control y eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer, por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), la inspección, vigilancia y control de las entidades que los presten.

En desarrollo de estos mandatos constitucionales, se expidieron las Leyes 142 y 143 de 1994, las cuales constituyen el régimen general de los servicios públicos domiciliarios.

El artículo 2 de la Ley 142 de 1994 define los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos, orientados a garantizar la calidad, cobertura y continuidad del servicio, promoviendo al mismo tiempo la libre empresa y la iniciativa privada.

El artículo 3, numeral 3.3 de la misma ley establece que la regulación de los servicios públicos es una forma de intervención del Estado en la economía.

De acuerdo con el artículo 73 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, uno de los fines de la regulación es garantizar la debida prestación de los servicios públicos y, específicamente, en el sector eléctrico, una prestación confiable y continua.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 otorga a las Comisiones de Regulación la competencia para establecer las fórmulas de fijación tarifaria y determinar cuándo existe suficiente competencia para la libre fijación de tarifas.

El artículo 74 de la misma norma atribuye a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la función de regular las actividades del sector de energía y gas combustible, promover la competencia, evitar abusos de posición dominante, propiciar la eficiencia y definir criterios para los compromisos de venta de energía y potencia.

Por su parte, la Ley 143 de 1994 establece en su artículo 4 que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, debe asegurar el abastecimiento de la demanda bajo criterios de viabilidad económica y financiera, con una operación eficiente, segura y confiable.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994 dispone que el objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico es garantizar una adecuada prestación del servicio en beneficio del usuario, en términos de calidad, oportunidad y costo.

El artículo 23, literal e) de la misma ley asigna a la CREG la función de aprobar las fórmulas tarifarias y metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

El artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 (“por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”) autorizó al Gobierno Nacional para establecer un régimen transitorio y especial en materia tarifaria, con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la región Caribe.

Sobre esta disposición, la Corte Constitucional, mediante Sentencia C-364 de 2025, resolvió:

“Declarar EXEQUIBLES los apartes normativos acusados del artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, ‘por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad’, en el entendido de que (i) el régimen transitorio y especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización que fije el Gobierno Nacional se limita a la adecuación excepcional autorizada por esta norma, por lo que en el resto estará sujeto a las reglas previstas en las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, así como a aquellas otras que las deroguen o modifiquen; y (ii) la reglamentación que el Gobierno Nacional expida solo podrá mantenerse vigente mientras subsistan las causas económicas, técnicas, operativas, financieras y de política pública que motivaron su expedición.”

Atendiendo lo expuesto en la sentencia C-364 de 2025, por medio de la cual se declaró la exequibilidad condicionada del régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Costa Caribe, siempre que se limite a la adecuación excepcional autorizada por la norma, y solo se mantenga vigente mientras subsistan las causas económicas, técnicas, operativas y financieras y de política pública.

De otro lado, de acuerdo con El Decreto 2108 de 2015 (adicionado al Decreto 1073 de 2015) faculta a la CREG para adoptar medidas necesarias para garantizar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias ante "circunstancias extraordinarias que afecten o amenacen afectar la prestación del servicio público". Así las cosas, a continuación, se describe cómo la actual situación financiera de los prestadores de la Región Caribe corresponde "circunstancia extraordinaria que amenaza afectar el sector eléctrico colombiano", por consiguiente, habilita la intervención regulatoria urgente.

De esta manera, de acuerdo con los informes de seguimiento del mercado mayorista presentado por XM S.A. E.S.P. a través de los radicados 202544020128, 202510050254191, 202540050322361, 202540050450771 y una comunicación del 2 de diciembre de 2025, el administrador del mercado advierte sobre la inminencia en la posible materialización del riesgo sistémico en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), por efecto de las obligaciones financieras insolutas principalmente por las empresas de la región caribe que atienden usuarios del sistema interconectado y que han sido intervenidas por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, con una deuda acumulada por obligaciones vencidas (capital) con corte al primero de diciembre de 2025, que superan los dos punto cinco billones de pesos y continúa creciendo a una tasa cercana a los ciento cuarenta mil millones de pesos mensuales, según datos de los mismos informes. Esta cifra para las deudas postuma por parte de la SSPD representa cerca de dos billones de pesos, por lo que se requiere una acción coordinada que trascienda la órbita regulatoria de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la vigilancia de la SSPD. El riesgo financiero derivado de la crisis en el Caribe no es un problema regional aislado, sino un reto que pudiera presentar repercusiones en la seguridad energética de todo el país.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), XM S.A. E.S.P., ha alertado de manera consistente sobre esta situación. Los análisis cuantitativos demuestran que el incumplimiento del agente intervenido (que cubre alrededor del 12% de la demanda nacional¹) podría tener la capacidad de afectar financieramente a agentes que representan aproximadamente el 40% de la demanda total del país.

La crisis actual expone una debilidad inherente en la arquitectura de pagos del MEM. El diseño del mercado, basado en un modelo de **pool obligatorio**, se vuelve intrínsecamente vulnerable a la insolvencia de un agente comercializador relevante.

Esta vulnerabilidad arquitectónica se agrava por la inoperancia de los mecanismos de mitigación de riesgo debido a las condiciones especiales sobre las que operan las empresas intervenidas y que en todo caso, no evitan que se materialicen fallas en la prestación del servicio, pues la ejecución de estas herramientas regulatorias para mitigar estos riesgos, solo cubren los intereses de los acreedores, pero no garantizan la prestación del servicio para los usuarios. De esta manera, actualmente, el MEM carece de una contrapartida central, como una Cámara de Riesgo, y aún no se ha implementado el esquema de Prestador de Última Instancia (PUI), figuras que sí están presentes en otros mercados eléctricos a nivel internacional. La ausencia de estas figuras permite que la falta de pago de algún agente comercializador significativo, provoque un *efecto en cadena* que amenaza la sostenibilidad financiera del sistema en su conjunto y, consecuentemente, la prestación del servicio a los usuarios.

El seguimiento financiero del agente intervenido, incluso después de la toma de posesión por parte de la SSPD, revela una escalada relevante en sus obligaciones pendientes. Los compromisos totales de la compañía, que incluyen el capital adeudado pretoma, postoma y los mecanismos de cobertura no constituidos, han aumentado significativamente a lo largo del año 2025.

La deuda total del agente en cuestión (solo capital de la intervenida) ha crecido de manera constante, evidenciando que la intervención corporativa, si bien garantiza la continuidad operativa en la región Caribe, ha sido insuficiente para contener la acumulación de la cartera vencida en el MEM. Como se indicó anteriormente, las obligaciones de este prestador ascienden a los dos puntos cinco billones de pesos con corte al mes de diciembre de 2025.

Tabla 1. Resumen de los principales indicadores de riesgo, presentados por el administrador del mercado.

Indicador / Concepto	Cifra / Estado Actual (Corte Dic 2025)	Impacto y Observaciones
Deuda Total (Capital)	Dos punto cincuenta y cinco billones de pesos	Sumatoria de obligaciones vencidas antes y después de la intervención.
Deuda Post-Toma	Dos punto cero ocho billones de pesos	El crecimiento acelerado de la deuda <i>durante</i> la intervención evidencia la insuficiencia de la caja operativa actual.
Deuda Pre-Toma	Quinientos treinta mil millones	Obligaciones congeladas al momento de la intervención (septiembre 2024).
Exposición sin Cobertura	Ciento veintinueve mil millones	Monto no cubierto por garantías, exponiendo al mercado a pérdidas directas.
Participación de Demanda	11.4% Nacional	Su tamaño hace que su falla no pueda ser absorbida por mecanismos ordinarios sin causar contagio.

Aunque se han notificado nuevos acuerdos de pago en octubre de 2025, el volumen de deuda sigue creciendo mes a mes (ej. solo la factura de noviembre 2025 asciende a los noventa y nueve mil millones pendientes), evidenciando que la intervención administrativa *per se*, sin herramientas regulatorias adicionales, no ha logrado contener el deterioro financiero.

Con base en lo anterior, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) ha empleado una metodología que parte de la asignación de riesgos a través de una estimación previa a todos los participantes del mercado, usando un modelo estadístico de tipo scoring, desarrollado a partir de la información financiera y variables relevantes del desempeño de los agentes en el mercado. Este ejercicio da como resultado una categoría de riesgo, que puede ser: alto, medio, moderado o bajo. Posteriormente, se incluye la estimación del flujo de caja operativo de los agentes comercializadores incumbentes, para un horizonte de 12 meses, y se evalúa con respecto a un parámetro de afectación de su EBITDA según su nivel de Riesgo (15%, 25%, 50% o 75%). Una vez se identifican los agentes que tendrían afectación financiera, se realiza una simulación del efecto sistémico. Este efecto sistémico toma en cuenta cada contrato de compra y venta del agente y variables

tales como cantidad de energía y precio de compra/venta para realizar la comparación ante el EBITDA de su contraparte. Si su pérdida esperada sobre su EBITDA es mayor a su parámetro de afectación, se interpreta que la contraparte se afecta financieramente.²

Estas simulaciones confirman que el incumplimiento de la empresa intervenida pudiera afectar financieramente a una porción amplia del mercado nacional, validando la justificación para una resolución o decreto de alcance nacional.

En un escenario de alto estrés (simulando el Precio de Transacciones en Bolsa, PTB, en \$877.29 kWh), se proyecta que 20 agentes comercializadores incumbentes enfrentarían afectaciones financieras significativas, lo que representa el 40.77% de la demanda nacional. Incluso al considerar un escenario base o menos estresante (simulando el precio promedio de los contratos para el mercado regulado, en \$307 kWh), se estima que 18 comercializadores incumbentes enfrentarían afectaciones financieras, que representan el 39.13% de la demanda del país.

La proximidad de los porcentajes de demanda afectada entre el escenario de precios altos (40.77%) y el escenario de precios promedio (39.13%) es un hallazgo relevante. Demuestra que la amenaza sistémica no es principalmente una función de la coyuntura hidrológica o de los altos precios en la bolsa de energía, sino que es un resultado directo de la falla estructural en la cadena de pagos y la masiva exposición de contrapartes en el mercado de contratos. Esto indica que la crisis es de carácter estructural y que las medidas de intervención deben enfocarse en la liquidez y la arquitectura regulatoria, más allá de los ajustes tarifarios coyunturales.

La iliquidez generada por la cartera vencida de la empresa intervenida tiene un impacto sobre la solvencia general de los agentes acreedores.

² Radicado 202540050450771

El análisis sobre indicadores financieros anualizados de 2024 revela que:

1. Más de la mitad de los agentes analizados presentarían un deterioro severo: el **50.75%** de los agentes (34 empresas) verían que la pérdida estimada supera la Ganancia procedente de operaciones continuadas del año (Razón Pérdida/Utilidad).
2. El **37.31%** de los agentes (25 empresas) sufrirían una afectación significativa en su EBITDA anual (Razón Pérdida/EBITDA anual).

Este deterioro no solo implica pérdidas contables, sino que neutraliza la rentabilidad operativa de una proporción mayoritaria del sector. La afectación en la utilidad y el EBITDA paralizará la capacidad de estos agentes para ejecutar inversiones en infraestructura, mantener la calidad del servicio, y, fundamentalmente, obtener financiamiento externo, perpetuando así el ciclo de riesgo sistémico en el MEM.

El impacto financiero del incumplimiento de las empresas intervenidas se irradia más allá de los balances comerciales, comprometiendo directamente la confiabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Afectación a la Cadena de Suministro y Generación Térmica

La operación de la generación térmica es vital para la confiabilidad, ya que estas plantas aseguran las Obligaciones de Energía Firme Mensuales (OEFM) que respaldan la demanda ante la escasez hídrica. La falta de pago oportuno a los generadores térmicos compromete directamente su flujo de caja operativo, lo cual es crítico dado que la compra de combustibles (gas, carbón) generalmente debe hacerse de manera anticipada. El incumplimiento en estos pagos pone en riesgo el cumplimiento de las OEF y, por ende, la seguridad energética del país.

Cuantificación del Riesgo Operativo de las OEF

De acuerdo con los informes suministrados por XM, el análisis de caja operativa de corto plazo para las compañías con unidades de generación térmica, con insumos de junio y julio de 2025, identificó una amenaza tangible a la capacidad de respuesta del sistema. Se concluyó que 9 agentes con plantas térmicas (de un total de 17) podrían presentar un déficit en su caja de corto plazo, con costos operativos superiores a sus ingresos. Estos nueve agentes representan 2,455 GWh de Obligaciones de Energía Firme Mensuales (OEFM), lo que equivale al 40.17% del total de OEFM representadas por los agentes térmicos. El compromiso del 40.17% de la energía firme térmica vincula directamente la crisis de liquidez en el Caribe con la capacidad de reserva nacional. Si estos generadores, que constituyen el principal respaldo del SIN, fallan en asegurar sus contratos de combustible, se materializa un riesgo de confiabilidad que podría conducir a programas de limitación de suministro o racionamiento a escala nacional, lo que justifica la máxima urgencia de las medidas gubernamentales.

VULNERABILIDAD ESTRUCTURAL EN LA REGIÓN CARIBE: Caso de Empresas No Intervenidas

La justificación para una medida de alcance nacional requiere demostrar que la situación de las empresas intervenidas es sintomática de un problema regulatorio estructural en la gestión de mercados con alta vulnerabilidad social y económica, lo cual se evidencia en la retadora situación de las empresas de la misma región pero que no se encuentran intervenidas.

ENERGIA FIRME COMPLEMENTARIA

Como se ha evidenciado en los diferentes estudios del Operador del Sistema por parte de XM en su rol de Centro Nacional de Despacho (CND) (flexibilidad, informes energéticos de largo y mediano plazo de XM) así como las lecciones aprendidas

durante los últimos fenómenos de El Niño, la necesidad de incorporar, a la matriz energética colombiana, fuentes de energía eléctrica con cero emisiones de CO2 es cada vez más notoria y prioritaria.

Colombia, por encontrarse situado en el pacífico tropical se ve significativamente afectada por los fenómenos climatológicos tipo La Niña y El Niño, a pesar de que la intensidad de estos no es lineal y por tanto su magnitud y efectos no son siempre los mismos, cuando se presentan, causan grandes impactos económicos y sociales en el país.

Los periodos más significativos en cuanto al riesgo en la atención de la demanda de energía, se encuentran enmarcados los eventos de El Niño 1997-1998, 2009-2010, 2015-2016 y 2023-2024, los cuales nos han dejado grandes oportunidades de mejora respecto a la política energética colombiana, así como la necesidad de definir señales que lleven al mercado a incorporar nuevos recursos de generación bajo esquemas de competencia entre tecnologías de modo que se diversifique la matriz energética, para minimizar los riesgos de desabastecimiento al tiempo que se optimicen los costos para la demanda.

Con la normatividad que se ha establecido para incentivar la instalación y participación en el mercado de generación a partir de FNCER, se ha logrado tener en operación comercial una capacidad instalada de 3.0 GW de energías limpias, principalmente solares³; sin embargo, esto solamente representa alrededor del 10% de la matriz energética en Colombia y se requiere de mayores esfuerzos para que los proyectos eólicos y solares sean una realidad en el país y para acelerar en sí las inversiones en proyectos de fuentes de energías limpias o denominados fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER), en busca de lograr la diversificación de la matriz y aprovechamiento de la complementariedad entre los recursos.

³ <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-supera-3-gigavatios-energias-limpias-matriz-energetica/> y <https://sig.upme.gov.co/portal/apps/sites/#/geoportal-sectorial-pages/d346252fcbbb432bacbef2d86e3c86c7>

Es importante resaltar que aún existen desafíos en el cierre financiero de estos proyectos teniendo en cuenta los sobrecostos asociados a las barreras en el desarrollo, construcción, operación y remuneración de los proyectos, que dificultan una transición equilibrada y sostenible, la cual es fundamental para permitir a los usuarios finales contar con los beneficios de precios competitivos de la transformación de la matriz energética.

Dentro de los desafíos mencionados, se incluyen cambios macroeconómicos que han provocado una devaluación significativa de la moneda, lo que ha hecho que las inversiones en Colombia sean menos atractivas en comparación con otros países. Además, las demoras en la entrada en operación de los proyectos, debido a dificultades para obtener licencias ambientales y realizar consultas previas, exacerbadas por la falta de claridad en los procesos regulatorios ambientales y sociales, han afectado considerablemente la viabilidad financiera de estos proyectos. A esto se suman los retrasos en la entrada en operación de los proyectos de transmisión a los que dependen las FNCER, así como la falta de modernización del mercado energético para optimizar la integración de fuentes de generación variable en el sistema.

Uno de los atributos más importantes de la FNCER (como la eólica y solar) en la matriz de generación nacional es la complementariedad que estas le pueden aportar al sistema mejorando su confiabilidad y que hoy en día no se les está reconociendo ni como un servicio independiente prestado al sistema, ni es considerado en el esquema del Cargo por Confiabilidad.

Aunque hoy en día existen metodologías para calcular la Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para proyectos eólicos y solares, los resultados de diferentes estudios de complementariedad muestran que estas fuentes pueden suplementar fuertemente la generación hidroeléctrica en los periodos críticos del sistema, que es cuando el país más lo necesita, otorgando una mayor confiabilidad y seguridad en la atención de la demanda, en los periodos donde los aportes

hidrológicos son bajos, y sin embargo esta característica no está siendo ni cuantificada ni valorada en las metodologías existentes en la regulación.

Este problema ya había sido identificado previamente por la CREG en el estudio titulado “Evaluación de los modelos de cálculo de energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas hidráulicas, eólicas y solares”. En la Circular CREG 103 de 2020, el regulador hace un resumen de este estudio y señala lo siguiente:

“En el Informe 2 de este estudio se presentó el concepto de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) como lo define la Resolución CREG 071 de 2006 [1], esto es:

“Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC):

Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.”

No obstante, es evidente que esta condición de baja hidrología hace referencia o es aplicable para las plantas hidráulicas y, su aplicación a otras tecnologías como la solar y eólica fue aclarada por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG en su Concepto Jurídico 3557 de 2018 [2] en donde se afirma que la ENFICC es aquella energía que le permite a un generador cumplir sus Obligaciones de Energía Firme asignadas cuando se presenten condiciones críticas; además, esta condición crítica en su definición genérica hace referencia al evento en el cual el precio de bolsa es mayor que el precio de escasez de activación.

Buscando una explicación más conceptual para la definición de energía firme en este tipo de centrales, es necesario aclarar que normalmente la Suficiencia de un sistema con capacidad de regulación tiene 2 condiciones:

- Condición de suficiencia de capacidad*
- Condición de suficiencia de energía*

...La situación cambia cuando se habla de suficiencia de energía, ya que en ese caso estas centrales si aportan, dentro de un rango de output variable evidentemente, con energía en un mes seco o en un período en que se requiera recuperar embalses. En este caso, la producción de energía eólica o solar si “puede aliviar” a los sistemas cuando el recurso hidráulico es escaso, situación que es particularmente importante en sistemas que tengan una dependencia de la energía hidráulica en porcentajes altos (superiores al 50%). En este caso, se busca la energía firme para las centrales eólicas y solares como aquella energía que se puede garantizar con alta probabilidad en un determinado lapso de tiempo y, en este caso, si se le reconoce un aporte a la suficiencia, como son los casos de Chile, El Salvador, Perú (a partir de 2019), PJM y Francia, entre otros.”

A pesar de esta aclaración, las metodologías de cálculo de ENFICC para plantas eólicas y solares que se actualizaron en el año 2023, bajo las Resoluciones CREG 101 006 y 101 007, dejaron por fuera estos análisis al momento de incorporar plenamente los hallazgos y recomendaciones presentados por el consultor a la Comisión en dicho estudio.

Es entonces necesario reconocer la complementariedad de las FNCER no solo porque representan un servicio crucial para el mercado, sino también porque su integración en la matriz energética corre el riesgo de no implementarse de manera significativa debido a los numerosos desafíos financieros que han enfrentado para ingresar al mercado colombiano. Reconocer esta complementariedad no solo mitigaría estos obstáculos, sino que también ayudaría a equilibrar la balanza entre todas las tecnologías de generación, creando condiciones más justas y competitivas para las FNCER, y en general todas las tecnologías de generación

que promuevan la complementariedad, y permitiendo una matriz energética más diversificada y sostenible⁴.

PROPUESTA DE MEDIDAS TRANSITORIAS Y AJUSTES DE POLÍTICA NACIONAL

Con base en el diagnóstico del riesgo sistémico cuantificado y la necesidad de soluciones estructurales, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía desarrollar una Resolución que incorpore los siguientes ejes de política:

Medidas de Urgencia para Fortalecer la Liquidez del MEM

Estas medidas están orientadas a inyectar liquidez inmediata a la cadena de valor y reducir la exposición de contrapartes:

Lineamiento Estratégico para la Gestión de Mercados Vulnerables

Se debe expedir un lineamiento de política pública que aborde las limitaciones regulatorias para la reestructuración de mercados en crisis, con aplicabilidad nacional:

1. **Habilitación de Esquemas Tarifarios Transitorios:** Instruir a la CREG para que con base en la circunstancia extraordinaria que amenaza afectar el sector eléctrico colombiano frente al riesgo sistémico, de aplicación a lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2108 de 2015 y adopte las medidas necesarias para garantizar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias, medidas que deberán permanecer en el tiempo según la Comisión disponga.

⁴ Tomado de estudios y propuestas sobre la implementación del concepto de complementariedad de energía en el sistema para plantas FNCER.

2. Que en el marco de estas medidas, incluya en el cálculo del costo de las restricciones un valor que permita el pago del 50% de la deuda de los agentes intervenidos del sector eléctrico que participan en el Mercado Eléctrico Colombiano con corte al 30 de noviembre de 2025 y que están ocasionando riesgo sistémico en la operación del Mercado Eléctrico Colombiano. Dicho valor será liquidado y recaudado de manera mensual por el ASIC y distribuido entre los agentes del Mercado a prorrata de las obligaciones pendientes identificadas por el ASIC en sus informes, por parte de los agentes intervenidos con el mercado de energía mayorista con corte al 30 de noviembre de 2025.
3. Dado que se trata de una medida de urgencia, la CREG emitirá la regulación de que trata el presente artículo dentro de los plazos fijados en la propuesta regulatoria, luego de la expedición de la resolución.
4. El valor referido en este artículo será facturado de manera mensual por el ASIC a los comercializadores del SIN y distribuido entre los agentes del Mercado que sean acreedores de las deudas postoma, utilizando los mecanismos de distribución de los dineros recaudados en los vencimientos y las deudas acumuladas, según lo establecido en las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 157 de 2011, CREG 101 076 de 2025 y demás normas que las adicionan, modifican o sustituyen, considerando la deuda con corte al 30 de noviembre de 2025.
5. Establecer medidas temporales de mitigación del riesgo sistémico, de implementación inmediata por parte del ASIC, para que se recauden los dineros de la deuda mientras la Comisión implementa las reglas definitivas de la confiabilidad del sistema frente a dicho riesgo.

6. Finalmente, respecto de las medidas que permiten aumentar la confiabilidad para el abastecimiento de energético del país, no solo frente al riesgo sistémico, sino también frente a la atención de la demanda eléctrica nacional en periodos críticos, resulta indispensable cuantificar correctamente la firmeza, que de manera complementaria, prestan las distintas fuentes de generación. De esta manera, las tecnologías de generación basadas en fuentes solares, eólicas, entre otras, en el contexto de la matriz eléctrica del sistema interconectado nacional (SIN), poseen energía complementaria para suministrar confiabilidad más allá de la que tradicionalmente se calcula con las metodologías existentes que han sido diseñadas principalmente para un parque de generación típicamente hidro-térmico. Dicho fenómeno de confiabilidad complementaria se materializa especialmente durante los periodos de estiaje, como se ha demostrado en temporadas secas como la experimentada durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024. En consecuencia, ante las señales de política energética tendientes a fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano, es conveniente cuantificar y reglamentar los esquemas que fomenten la complementariedad de las energías limpias en el sistema eléctrico colombiano y se exhorta a la CREG para que en un periodo de 18 meses realice los estudios requeridos e implemente las políticas asociadas a la cuantificación, valoración y remuneración de la complementariedad.

1. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente resolución tiene aplicación en el sector eléctrico, particularmente en la Región Caribe de Colombia, y está dirigida a las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica que se encuentran bajo el régimen transitorio especial

establecido por el Gobierno Nacional. Su propósito es garantizar la continuidad y estabilidad en la prestación del servicio, así como mitigar los riesgos financieros que puedan comprometer la sostenibilidad del mercado de energía mayorista. De manera específica, las disposiciones contenidas en este acto administrativo están orientadas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía involucradas en la aplicación de los mecanismos de seguimiento a los planes de inversión y reducción de pérdidas.

2. VIABILIDAD JURÍDICA

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

- Constitución Política de Colombia: artículos 334, 365, 367 y 370.
- **Ley 142 de 1994** – “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios”, Diario Oficial No. 41.433 del 11 de julio de 1994.
- **Ley 143 de 1994** – “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional”, Diario Oficial No. 41.434 del 11 de julio de 1994.
- **Ley 1955 de 2019** – “Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, Diario Oficial No. 50.964 del 25 de mayo de 2019.
- **Sentencia C-364 de 2025** – Corte Constitucional, mediante la cual se declara exequible el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019.
- **Ley 1437 de 2011** – “Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo”, Diario Oficial No. 47.956 del 18 de enero de 2011.
- **Decreto 1073 de 2015** Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía
- **Decreto 2108 de 2015** Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, en lo relacionado con las medidas para garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, durante la ocurrencia de circunstancias extraordinarias que pongan en riesgo su prestación.

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

El proyecto normativo no deroga, modifica, adiciona o sustituye expresamente ninguna norma

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

se resalta el pronunciamiento de la corte constitucional, al darle una extensión al régimen transitorio especial para la región caribe, a través de la sentencia C- 364 de 2025, el cual dispone:

*Declarar **EXEQUIBLES** los apartes normativos acusados del artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, “por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, en el entendido de que (i) el régimen transitorio y especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización que fije el Gobierno Nacional se limita a la adecuación excepcional autorizada por esta norma, por lo que en el resto estará sujeto a las reglas previstas en las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, así como a aquellas otras que las deroguen o modifiquen; y (ii) la reglamentación que el Gobierno Nacional expida solo podrá mantenerse vigente mientras subsistan las causas económicas, técnicas, operativas y financieras y de política pública que motivaron su expedición.*

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de resolución se publica para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía por un periodo de cuatro (4) días calendario.

4. IMPACTO ECONÓMICO

No aplica teniendo en cuenta la finalidad del proyecto.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

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

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

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	NA
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	NA
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIH
Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Henry Valdez Jaramillo / Ingrid Johanna Amaya Sáenz / Juan Carlos Bedoya Ceballos

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Daniel Roza / William Andrés Toca/ Ángela Pabón/ Daniel Augusto Jorge El Saieh

Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh / Juan Carlos Bedoya Ceballos