



## CAMBIOS REGULATORIOS, DE PLANIFICACIÓN Y DE MERCADO

para acelerar el despliegue de energías  
renovables no convencionales en Colombia

---

## **Autores**

*POLEN Transiciones Justas*

<https://doi.org/10.51414/sei2026.026>

## **Layout y gráficos**

Alejandra Aristizábal

Silvia Yepes

## **Edición**

Natalia Ortíz Díaz

## **Contacto**

[mariana.villegas@polentj.org](mailto:mariana.villegas@polentj.org)

---

## **Organizaciones del proyecto:**



Instituto internacional de investigación sin ánimo de lucro que aborda los desafíos relacionados con el clima, el medio ambiente y el desarrollo sostenible mediante investigaciones de vanguardia, generación de conocimiento, herramientas y fortalecimiento de capacidades.



Centro de pensamiento y acción independiente que cataliza cambios estructurales para la transición energética en Colombia, basado en evidencia y con incidencia en política pública, para una sociedad equitativa y resiliente.



Organización no gubernamental sin fines de lucro enfocada en impulsar la acción climática y acelerar la transición hacia modelos de desarrollo sostenibles y bajos en carbono en América Latina y el Sur Global. Su trabajo combina análisis técnico, desarrollo de políticas públicas, planificación territorial y fortalecimiento institucional.

## **Financiado por:**



Este documento se publica en el marco del proyecto “Potenciando la Transición Energética Justa de Colombia”, ejecutado por el Stockholm Environment Institute (SEI), POLEN Transiciones Justas y la Fundación Ivy, y financiado por UK Partnering for Accelerated Climate Transitions (UK PACT), un programa de desarrollo de capacidades administrado y financiado por la Oficina de Asuntos Exteriores, Commonwealth y Desarrollo (FCDO) y el Departamento de Seguridad Energética y Cero Emisiones Netas (DESNZ) del Gobierno del Reino Unido a través del Fondo Internacional para el Clima del Reino Unido.

# CONTENIDO

<b>1</b>	<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Objetivo y alcance del documento</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Contexto estructural y diagnóstico sintético</b>	<b>7</b>
	3.1. Potencial del país y brecha de implementación	8
	3.2. Hallazgos estructurales	9
	3.3. Factores adicionales que explican el rezago	10
	3.4. Evidencia técnica sobre la viabilidad de una matriz eléctrica altamente renovable e implicaciones para la política pública	11
<b>4</b>	<b>Líneas estratégicas de transformación</b>	<b>12</b>
	4.1. Planeación proactiva y expansión óptima del sistema eléctrico	13
	4.2. Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte	14
	4.3. Modernización del esquema de confiabilidad	16
	4.4. Soluciones para el soporte de estabilidad dinámica del sistema (incluyendo compensadores síncronos y reconversión de activos térmicos)	17
	4.5. Contratación de largo plazo y subastas para FNCER	19
	4.6. Ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho	20
<b>5</b>	<b>Cambios regulatorios y de mercado requeridos</b>	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>Cambios de planeación requeridos: Hacia una planeación proactiva y una expansión óptima del sistema eléctrico</b>	<b>40</b>
<b>7</b>	<b>Coherencia sistémica de las reformas identificadas</b>	<b>44</b>
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>47</b>
<b>9</b>	<b>Referencias</b>	<b>49</b>

# 1. Resumen Ejecutivo

El marco **regulatorio**, de **planeación** y de **mercado** del sistema eléctrico colombiano fue concebido para un sistema predominantemente hidrotérmico, bajo supuestos tecnológicos y operativos que no responden al cambio de paradigma que representa la irrupción de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) con costos marginales cercanos a cero y la necesidad de aprovechar la flexibilidad del sistema para gestionar una mayor variabilidad en la generación. Este cambio de paradigma abarca una transformación en la forma de entender el sector, con implicaciones profundas en la **planificación**, la **gestión de la red** y los **diseños regulatorios y de mercado** que deben partir de ese nuevo entendimiento.

Los estudios de expansión óptima del sistema<sup>1</sup> indican que el futuro de la matriz eléctrica colombiana gira en torno a las FNCER (principalmente solar y eólica), en complemento con la flexibilidad ofrecida por las centrales hidroeléctricas. El país cuenta con una combinación excepcional: alta irradiación solar y velocidades de viento favorables que, junto con su capacidad hidráulica (actuando como respaldo y “batería natural”) permiten una integración eficiente y confiable de estas fuentes. Materializar esta transición, sin embargo, exige una transformación estructural y holística en la planificación, la regulación, el diseño de mercado y la operación del sistema, que garantice la complementariedad de los recursos, la eficiencia económica y la confiabilidad.

Un sistema hidrotérmico parte del supuesto de que las unidades de generación, además de producir energía, aportan de manera implícita un conjunto de servicios complementarios (SSCC) esenciales para la operación del sistema. Sin embargo, en un contexto de creciente penetración de FNCER (que han demostrado ser altamente competitivas en la provisión de energía, pero no necesariamente en todos los atributos sistémicos) se hace necesario reconocer y gestionar de manera explícita la **desagregación entre energía y SSCC**. Este cambio de enfoque resulta fundamental para aprovechar, de forma eficiente, las ventajas comparativas de cada tecnología, garantizando al mismo tiempo la provisión adecuada de los atributos requeridos para la seguridad, estabilidad y eficiencia económica del sistema.

La mayor participación de estas fuentes (FNCER) introduce nuevos desafíos en materia de estabilidad, control de frecuencia y regulación de tensión, requiriendo instrumentos y mecanismos distintos que no se encuentran plenamente reflejados en el marco institucional vigente. La ausencia de una actualización integral de dicho marco no solo limita el aprovechamiento pleno de los beneficios de la transición, sino que distorsiona las señales de inversión y desincentiva la participación de nuevas tecnologías. El objetivo de este documento no es replantear los fundamentos del modelo eléctrico colombiano, sino demostrar que una alta penetración de FNCER es **económicamente óptima, técnicamente viable y operacionalmente confiable**, e identificar los ajustes necesarios para que la **regulación**, el **mercado** y la **planeación** acompañen de manera coherente esa trayectoria de expansión.

Las transformaciones propuestas se orientan a superar las barreras que hoy impiden una expansión óptima del sistema eléctrico colombiano: liberar y optimizar el uso de la **capacidad de transporte existente**; modernizar los **mecanismos de confiabilidad**; optimizar el **mercado de corto plazo y el despacho**, incluida la gestión coordinada de los recursos hidráulicos; habilitar y fortalecer **mecanismos de contratación de energía** a largo plazo adecuados para las FNCER; desarrollar,

---

1 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

ampliar y robustecer los **SSCC y atributos de estabilidad** explícitamente valorizados; habilitar la participación de **nuevas tecnologías**; y fortalecer la **planeación como guía efectiva de la expansión**. Al alinear estos elementos, Colombia podrá facilitar una penetración óptima de fuentes renovables, garantizar la operabilidad del sistema bajo cualquier condición hidrológica, resguardar la seguridad energética y asegurar que los beneficios de la transición energética se distribuyan de manera equilibrada. La oportunidad es estratégica: actualizar el marco hoy permitirá que la expansión futura ocurra sobre bases sólidas, eficientes y sostenibles.



*Sistema de abastecimiento de agua Wuimpalaa en el Municipio de Maicao, La Guajira © Eduar Monsalve / SEI*

## 2. Objetivo y alcance del documento

El propósito de este documento es presentar, de manera priorizada, los principales **cambios regulatorios**, de **planeación** y de **mercado** que se han identificado como indispensables para acelerar el despliegue de proyectos de FNCER en Colombia y para avanzar en la modernización del sistema eléctrico colombiano. En particular, estos cambios están orientados a facilitar la modernización del mercado eléctrico, eliminar los sesgos existentes hacia tecnologías tradicionales (hídrica y térmica fósil) y proveer al sistema de mayores niveles de flexibilidad, eficiencia económica y resiliencia.

A partir del diagnóstico realizado y de los cambios identificados como necesarios, se busca demostrar que una alta penetración de FNCER es económicamente óptima, técnicamente viable y operacionalmente confiable, en complemento con la capacidad hidroeléctrica existente, garantizando la operabilidad del sistema eléctrico en cualquier situación hidrológica y asegurando beneficios equitativos para todos los actores.

Los cambios identificados en este documento parten del reconocimiento de dos realidades estructurales que caracterizan la situación actual del sector eléctrico colombiano:

- i. el despliegue aún limitado de proyectos FNCER a gran escala, pese a la existencia de una cartera de proyectos con capacidad de transporte asignada, una porción de los cuales no ha logrado avanzar hacia su entrada en operación comercial; y
- ii. la persistente desalineación entre el diseño del mercado eléctrico y las condiciones estructurales que exige una matriz diversificada, con alta participación de recursos renovables variables y requerimientos crecientes de flexibilidad operativa.

En este contexto, el documento se concentra en la identificación de las barreras regulatorias, de mercado y de planeación que han limitado la integración eficiente de las FNCER, así como en la definición de los cambios requeridos para superarlas, de modo que el sistema eléctrico colombiano pueda evolucionar hacia un esquema más eficiente, confiable, resiliente y económicamente sostenible.

El análisis aquí contenido adopta un enfoque integral, que abarca el diseño del mercado eléctrico, la operación del sistema y los procesos de planeación, particularmente de la **expansión de la generación**, bajo el reconocimiento de que estas dimensiones son interdependientes y deben transformarse de manera coherente para habilitar una matriz eléctrica diversificada.

El reporte se estructura de la siguiente manera: la sección 3, a continuación, presenta el contexto estructural y un diagnóstico sintético del potencial, las brechas, los hallazgos y las implicaciones de política pública; la sección 4 desarrolla las principales líneas estratégicas de transformación; la sección 5 analiza los cambios regulatorios y de mercado requeridos; y la sección 6 examina los ajustes necesarios en la planeación del sistema. Sobre esta base, la sección 7 evalúa la coherencia sistémica de las reformas identificadas, mientras que la sección 8 recoge las conclusiones generales del documento. En un reporte posterior se presentarán las recomendaciones para la implementación efectiva de dichos cambios, considerando las competencias y facultades legales de las principales autoridades del sector involucradas en su adopción y ejecución.

Foto: © Сергей Рокантен - Pexels

# 3

## Contexto estructural y diagnóstico sintético

---

### 3.1. Potencial del país y brecha de implementación

Colombia cuenta con condiciones estructurales excepcionalmente favorables para consolidar una matriz eléctrica mayoritariamente renovable, resiliente y de bajo costo, sustentada en la **complementariedad entre el recurso hídrico y las fuentes eólica y solar.**<sup>2</sup> Esta configuración ofrece una base técnica robusta para avanzar hacia esquemas de generación diversificados, con menores costos marginales y mayor capacidad de adaptación frente a la variabilidad climática.

No obstante, la evolución del marco regulatorio, del diseño de mercado y de los procesos de planeación no ha aprovechado o acompañado, de manera consistente, este potencial. La ausencia de una transformación articulada en estas dimensiones no ha generado señales económicas e institucionales suficientes para viabilizar la materialización de nuevos proyectos, introduciendo incertidumbre para los inversionistas y ralentizando el desarrollo efectivo de la nueva capacidad requerida por el sistema.

Esta situación se refleja de manera clara en la brecha existente entre la cartera de proyectos FNCER y su materialización efectiva. A pesar de que el país dispone de un volumen significativo de iniciativas con viabilidad técnica y socioambiental, la participación efectiva de estas fuentes en la matriz eléctrica continúa siendo reducida (apenas un 9,09% de la capacidad instalada total, según el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025-2039<sup>3</sup>), incluso en comparación con otros países de la región.<sup>4</sup>

En particular, información oficial<sup>5</sup> indica que, a noviembre de 2025, existían aproximadamente 17,7 GW de proyectos con capacidad de transporte asignada, de los cuales cerca del 71% (12,7 GW) corresponde a proyectos solares y el 16% (2,7 GW) a proyectos eólicos. Sin embargo, una proporción relevante de estos desarrollos presenta retrasos considerables en su ejecución (incluyendo incumplimientos de los hitos definidos en sus curvas de construcción, que según información de la CREG alcanzaban alrededor del 65% de los proyectos analizados), lo que ha impedido su avance oportuno hacia la entrada en operación comercial, evidenciando la existencia de restricciones que trascienden la disponibilidad del recurso o la viabilidad técnica de los proyectos.

La persistencia de esta brecha tiene implicaciones directas sobre la confiabilidad y eficiencia del sistema. En la medida en que la expansión de FNCER no se materializa al ritmo requerido, se mantiene una dependencia significativa de generación térmica para la atención de la demanda, particularmente en periodos de baja hidrología. Esto no solo incrementa los costos del sistema, sino que también expone al país a mayores riesgos de abastecimiento y de exposición a la variabilidad de los precios en el mercado internacional, poniendo en evidencia la necesidad de alinear el marco regulatorio con las condiciones estructurales del sistema eléctrico.

---

2 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

3 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025-2039, con corte a diciembre de 2024. Disponible en: [Plan\\_Generacion\\_2025-2039.pdf](#).

4 Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2025, OLADE. La comparación regional puede aproximarse a través del indicador “Capacidad instalada de generación renovable no convencional per cápita”. Disponible en: <https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2025/>.

5 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Documento CREG 901 298 de 2025 – Soporte técnico de la Resolución CREG 101 094 de 2025, disponible en: <https://creg.analitica.com.co/AZDigital/ControlAdmin/BajarArchivo.php?ArId=1593575>

## 3.2. Hallazgos estructurales

El diagnóstico realizado permite identificar un conjunto de factores de carácter estructural que explican el rezago en la incorporación de FNCER, en particular solar y eólica, en el sistema eléctrico colombiano. Estos factores se concentran en los ámbitos **regulatorio**, de **planeación** y de **diseño de mercado**, que son los ejes sobre los cuales se enfoca el presente análisis.

Si bien existen otras barreras relevantes (incluyendo aquellas asociadas a procesos de licenciamiento ambiental, gestión predial, aceptación social y consulta previa), estas exceden el alcance de este documento, que se concentra en aquellos elementos del marco regulatorio y del funcionamiento del mercado que inciden directamente en las señales para la inversión, la operación y la expansión del sistema.

En este contexto, los hallazgos que se presentan a continuación recogen de manera sintética los principales desajustes identificados. Su carácter conciso es deliberado, ya que el análisis detallado de cada uno de ellos, junto con la identificación de las barreras específicas y los cambios requeridos, se desarrollará en las secciones siguientes.

### a) Sesgos regulatorios y de mercado

La estructura regulatoria y de mercado del sistema eléctrico colombiano no ha evolucionado al mismo ritmo que la incorporación de fuentes renovables variables (v.g., FNCER), lo que genera señales de inversión inadecuadas y limita una operación eficiente de estos recursos. El diseño regulatorio actual no refleja plenamente las características de tecnologías de costo marginal cero ni las complementariedades entre fuentes, lo que se refleja, entre otros aspectos, en los retrasos observados en la entrada en operación comercial de proyectos FNCER.

Adicionalmente, el diseño del despacho y de los mecanismos de operación del sistema continúa basado en un enfoque de minimización de costos de energía, bajo el supuesto implícito de que los atributos eléctricos necesarios para la seguridad del sistema (como soporte de tensión, respuesta de frecuencia y desempeño ante fallas) son provistos de manera inherente por el parque de generación existente. Este supuesto resulta cada vez menos válido a medida que aumenta la participación de recursos basados en electrónica de potencia, como la generación solar y eólica, pues con su incorporación emergen atributos que antes se gestionaban de forma implícita y que ahora requieren atención y valorización explícita.

En este contexto, se evidencia un **sesgo estructural en el diseño de mercado**: si bien existen mecanismos para la provisión de algunos SSCC, su alcance y nivel de desarrollo no responde plenamente a los requerimientos de un sistema con alta penetración de recursos basados en inversores (v.g., FNCER). En particular, atributos críticos como la inercia, la respuesta primaria y rápida de frecuencia, el control de tensión, el soporte dinámico, la fortaleza de red y las capacidades de respuesta ante fallas no están explícitamente definidos, valorizados ni asignados mediante mecanismos de mercado o señales regulatorias claras, lo que genera vacíos en su provisión eficiente en el nuevo contexto tecnológico.

Como resultado, el “óptimo” operativo del sistema no internaliza plenamente los costos asociados a garantizar condiciones adecuadas de seguridad y confiabilidad, lo que puede generar señales económicas incompletas o distorsionadas para la inversión y operación de tecnologías que sí pueden proveer estos servicios. Esto limita la evolución hacia esquemas de despacho co-optimizados o “security-constrained”, necesarios en sistemas con alta penetración de generación renovable variable.

### b) Planeación insuficientemente proactiva y estratégica

La planificación del sector eléctrico, a cargo de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), ha operado como un mecanismo de carácter indicativo para la expansión de la generación (emitiendo señales de inversión sin priorizar escenarios o trayectorias tecnológicas específicas) mientras que para la transmisión sí cuenta con facultades que otorgan un carácter vinculante a sus planes de expansión. Esta asimetría limita la efectividad de la planeación como orientador de la inversión en generación, en la medida en que las señales que emite no están acopladas con mecanismos que aseguren la materialización de la expansión del sistema en esa dimensión.

### c) Cuellos de botella en la red de transmisión

Actualmente, persisten restricciones significativas para la conexión de proyectos de generación (incluyendo de FNCER) y el uso eficiente de la red, entendidas no como congestión en las líneas de transmisión, sino como **saturación en las solicitudes de conexión al sistema**, cuya naturaleza es predominantemente administrativa y de asignación de capacidad. De acuerdo con información oficial,<sup>6</sup> a noviembre de 2025, las solicitudes de asignación de capacidad de transporte acumuladas en los calendarios recientes alcanzaban niveles equivalentes a tres o cuatro veces la capacidad efectiva neta de generación del sistema (estimada en aproximadamente 21,4 GW), lo que evidencia una presión estructural sobre la red de transmisión. Al mismo tiempo, las autoridades han identificado **proyectos con capacidad potencialmente liberable** debido al incumplimiento de obligaciones por parte de sus titulares, lo que pone de manifiesto ineficiencias en la asignación y uso de este recurso escaso. La optimización del uso de la infraestructura existente constituye, por tanto, un elemento crítico para habilitar el ingreso efectivo de nueva generación renovable.

### d) Limitaciones para gestionar la variabilidad renovable

El sistema eléctrico colombiano aún no ha incorporado plenamente mecanismos técnicos y regulatorios que permitan gestionar la variabilidad de las fuentes eólica y solar, incluyendo el uso óptimo del recurso hídrico como respaldo flexible, la habilitación de equipos como compensadores síncronos y la modernización de los mecanismos de confiabilidad.

## 3.3. Factores adicionales que explican el rezago

Entre los factores adicionales que contribuyen a la lenta materialización de proyectos de FNCER en Colombia, se destacan:

- i. la percepción de insuficiente capacidad técnica del sistema para integrar altos niveles de renovables variables, especialmente en condiciones hidrológicas adversas;
- ii. un marco regulatorio y un diseño de mercado poco adaptados a tecnologías de costo marginal cero, lo que dificulta el cierre financiero de los proyectos; y
- iii. la necesidad de mantener la seguridad energética mediante medidas transitorias que reflejan la dependencia estructural de fuentes fósiles, particularmente carbón y gas natural.<sup>7</sup>

6 Resolución CREG 101 094 de 2025.

7 Entre estas medidas transitorias pueden citarse, a título ilustrativo, las adoptadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante resoluciones expedidas en 2025 para enfrentar condiciones excepcionales de abastecimiento asociadas a bajos niveles de embalse y al mantenimiento de infraestructura crítica de importación de gas natural y regasificación. Entre ellas se incluyen: i) la creación de un programa transitorio para la participación de la demanda en la bolsa de energía mediante ofertas de reducción de consumo (Resolución CREG 101 084 de 2025); ii) la habilitación temporal para la entrega de excedentes de generación al SIN, lo que implicó una ampliación transitoria de la capacidad efectiva de transporte (Resolución CREG 101 084 de 2025); y iii) disposiciones especiales sobre el tratamiento de desviaciones asociadas a Obligaciones de Energía Firme (OEF) (Resolución CREG 101 083 de 2025). Estas medidas tuvieron como finalidad preservar la confiabilidad del sistema durante el mantenimiento programado de la planta de regasificación de Cartagena operada por SPEC LNG y ante condiciones hidrológicas adversas asociadas al fenómeno de El Niño.

### 3.4. Evidencia técnica sobre la viabilidad de una matriz eléctrica altamente renovable e implicaciones para la política pública

La evidencia técnica disponible, que incluye un reciente estudio de expansión y despacho,<sup>8</sup> acompañado de una evaluación de estabilidad de la red,<sup>9</sup> indica que Colombia podría operar un sistema eléctrico con una participación renovable superior al 95% hacia 2038, con costos de generación significativamente inferiores a los actuales y con estabilidad garantizada mediante refuerzos puntuales en la infraestructura de transmisión.

Este escenario implicaría la incorporación de aproximadamente 15 GW adicionales de capacidad eólica y solar durante la próxima década (equivalentes a cerca del 70% de la capacidad efectiva neta actual del sistema, de aproximadamente 21,4 GW) y una reducción sustancial del uso de fuentes fósiles, manteniendo la confiabilidad del suministro en cualquier condición climática.<sup>10</sup>

La evidencia disponible sugiere que el principal obstáculo para alcanzar este escenario óptimo no es técnico ni económico, sino **regulatorio**, de **diseño de mercado** y de **planificación**. En consecuencia, la modernización del marco regulatorio, de los instrumentos de contratación y de los procesos de planificación resulta indispensable para habilitar una transición ordenada hacia un sistema eléctrico más eficiente, resiliente y de menor costo para los usuarios.

---

8 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

9 Estudio del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y Universidad de los Andes de Bogotá (Uniandes), “Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro”. Disponible en: <https://energia.isci.cl/proyectos/expansion-operacion-analisis-seguridad-estabilidad-sistema-electrico-colombiano-futuro>.

10 Reporte de Asociación IVY y POLEN Transiciones Justas, Transición Energética Justa en Colombia — Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia, 21 de octubre de 2025. Disponible en: <https://funcionivy.org/wp-content/uploads/2025/10/INFORME-COLOMBIA-IVY-POLEN-REV12-21-10-2025-1.pdf>.

Foto: © Rafael Carneiro - Pexels



# 4

## Líneas estratégicas de transformación

---

Las siguientes líneas estratégicas organizan, temáticamente, el análisis de los cambios requeridos para impulsar la transformación del sector eléctrico colombiano, en términos de regulación, mercado y planeación, hacia su reconfiguración y expansión óptima. Estas líneas constituyen los **ejes conceptuales** que permiten ordenar, de manera coherente, las transformaciones necesarias para modernizar el sistema eléctrico colombiano y habilitar una mayor penetración de FNCER en condiciones de eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad económica. El siguiente cuadro presenta una síntesis de cada una de ellas:

Línea estratégica	En qué consiste
<b>4.1 Planeación proactiva y expansión óptima del sistema eléctrico</b>	Fortalecer el rol de la UPME para definir trayectorias tecnológicas estratégicas y articular la expansión del sistema.
<b>4.2 Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte</b>	Garantizar que la capacidad de conexión y transporte se asigne y mantenga en función de la probabilidad real de materialización de los proyectos, así como de la priorización estratégica que haga la UPME, en su ejercicio de planeación.
<b>4.3 Modernización del esquema de confiabilidad</b>	Actualizar y eventualmente reemplazar el esquema del cargo por confiabilidad, para optar por un esquema de confiabilidad que efectivamente reconozca el aporte diferencial de las FNCER y la flexibilidad como atributo sistémico.
<b>4.4 Soluciones para el soporte de estabilidad dinámica del sistema</b>	Habilitar compensadores síncronos, reconversión de activos térmicos y remuneración de servicios de estabilidad independiente de la tecnología
<b>4.5 Contratación de largo plazo y subastas para FNCER</b>	Diseñar instrumentos contractuales bancables, con asignación eficiente de riesgos y alineados con la naturaleza de las FNCER.
<b>4.6 Ajustes al mercado de corto plazo y reglas de despacho</b>	Modernizar las reglas de operación y valorización del agua para reflejar la nueva composición tecnológica óptima del sistema.

## 4.1. Planeación proactiva y expansión óptima del sistema eléctrico

Una condición estructural para la transición hacia una matriz con alta participación de FNCER es el **fortalecimiento del rol de la planificación energética**, en particular el ejercido por la UPME en el marco de sus competencias legales. El marco legal vigente (principalmente, las Leyes 142 y 143 de 1994 y la Ley 1715 de 2014) asigna a la UPME la función de planificar la expansión del sistema y orientar el desarrollo sectorial; en particular, el Artículo 4 del Decreto 2121 de 2023 le atribuye expresamente 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”* (subrayas agregadas para énfasis). Sin embargo, en la práctica, la planificación ha operado predominantemente bajo un enfoque indicativo, con capacidad limitada para definir trayectorias tecnológicas estratégicas y articular, de manera efectiva y anticipada, la expansión de la generación en coordinación con los agentes del mercado.

Colombia requiere definir con urgencia una ruta estratégica clara para la evolución de su sistema eléctrico y su expansión futura. En un contexto de transición energética, esto exige fortalecer el rol de la planificación para conducir ese cambio de rumbo de forma articulada y con un enfoque holístico, sustentado en evidencia técnica robusta, en los avances tecnológicos y en las tendencias económicas que demuestran la conveniencia de una mayor participación de FNCER,<sup>11</sup> así como en la modernización de la infraestructura y de los instrumentos de planificación.

En este contexto, resulta imprescindible trabajar sobre la **expansión óptima del sistema colombiano**, que permita definir una matriz de generación futura capaz de i) garantizar el menor costo para los usuarios, ii) asegurar el suministro con altos niveles de confiabilidad y resiliencia ante eventos extremos, en cualquier condición hidrológica, y iii) cumplir con los estándares técnicos y operativos del SIN. Asimismo, debe evaluarse la viabilidad técnica y los beneficios económicos de habilitar un mecanismo de salida gradual de la generación térmica a partir de carbón, en coherencia con la trayectoria de expansión óptima.<sup>12</sup>

Por otra parte, el modelo *MPODE*, actualmente utilizado en Colombia para el análisis energético de largo plazo, presenta limitaciones para representar con precisión la variabilidad y la complementariedad entre recursos hidroeléctricos y fuentes renovables variables, lo que pone de manifiesto **la oportunidad de fortalecer las capacidades de planificación** mediante la incorporación de herramientas que reflejen de mejor manera la realidad climática y operativa del país.

Así las cosas, avanzar hacia una expansión óptima del sistema no solo implica definir escenarios agregados de capacidad de generación, sino también orientar de manera explícita las decisiones de inversión en términos de capacidad instalada, recurso a aprovechar, tecnología, localización y oportunidad de entrada de los proyectos. En la medida en que el desarrollo efectivo del sistema se desvíe de estas definiciones (por ejemplo, en ubicación, tiempos o combinaciones tecnológicas) se generarán resultados subóptimos desde el punto de vista económico y operativo, que pueden traducirse en mayores costos, restricciones de red o menores niveles de confiabilidad.

En síntesis, esta línea estratégica es crítica porque, sin una planificación proactiva, integral y técnicamente robusta, el sistema tiende a reproducir inercias regulatorias y tecnológicas que perpetúan sesgos hacia el esquema hidrotérmico tradicional y limitan la incorporación eficiente de FNCER.

## 4.2. Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte

La disponibilidad de capacidad de transporte (entendida, en primera medida, como capacidad de conectar los proyectos de generación a la red) constituye una condición habilitante para la entrada de nueva generación al SIN. En el contexto actual, la capacidad en el STN y en los STR se ha convertido en un recurso cada vez más escaso, cuya asignación eficiente resulta determinante para viabilizar la expansión óptima del sistema.

Si bien la regulación vigente (en particular la *Resolución CREG 075 de 2021*<sup>13</sup>) estableció reglas

11 Reporte de Asociación IVY y POLEN Transiciones Justas, Transición Energética Justa en Colombia — Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia, 21 de octubre de 2025. Disponible en: <https://fundacionivy.org/wp-content/uploads/2025/10/INFORME-COLOMBIA-IVY-POLEN-REV12-21-10-2025-1.pdf>.

12 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

13 Precedida por la Resolución 40311 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, en la que se establecieron los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el SIN.

orientadas a maximizar el aprovechamiento de la capacidad disponible, mediante calendarios anuales de asignación y análisis conjunto de solicitudes, la experiencia reciente evidencia tensiones significativas en su implementación.<sup>14</sup>

Según información oficial,<sup>15</sup> la capacidad efectiva neta de generación del SIN es del orden de 21,4 GW, mientras que las solicitudes de asignación de capacidad de transporte presentadas en los calendarios recientes equivalen a múltiples veces dicha capacidad. Al mismo tiempo, se ha identificado un número considerable de proyectos con capacidad asignada que no han avanzado conforme a los hitos establecidos en sus curvas S. La UPME ha señalado preliminarmente la existencia de al menos 86 proyectos con aproximadamente 2.779 MW de capacidad potencialmente liberable, sin considerar posibles incumplimientos adicionales.<sup>16</sup>

Esta situación genera un efecto estructural crítico: una parte relevante de la capacidad de transporte permanece ocupada por proyectos con baja probabilidad de materialización en los plazos previstos, lo que **reduce la disponibilidad efectiva para iniciativas viables y retrasa la expansión requerida** para garantizar el abastecimiento futuro, particularmente en el horizonte 2029–2030.<sup>17</sup> En consecuencia, los calendarios recientes han enfrentado congestión significativa y limitaciones operativas para habilitar nuevas asignaciones.

El marco normativo vigente reconoce expresamente la facultad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para **adoptar medidas orientadas a garantizar el uso eficiente de las redes y liberar capacidad no utilizada**, en procura de la prestación eficiente, continua y sostenible del servicio público de energía eléctrica. En este contexto, y mientras se adelanta la actualización integral del régimen de asignación de capacidad (*Resolución CREG 075 de 2021*), la CREG expidió la *Resolución 101 094 de 2025*, mediante la cual se establecieron disposiciones transitorias para priorizar la asignación a proyectos con obligaciones con el sistema (como aquellos adjudicatarios de subastas del cargo por confiabilidad o de mecanismos de contratación de largo plazo) y a proyectos con trámites ambientales cumplidos.

La resolución incorporó mecanismos excepcionales y transitorios de liberación de capacidad, incluyendo (i) la posibilidad de renuncia voluntaria, por una única vez, por parte de titulares de proyectos clase 1 (v.g., de generación), y (ii) el tratamiento del desistimiento tácito como causal de liberación, mediante acto administrativo motivado de la UPME. Estas medidas respondieron al reconocimiento de que el esquema originalmente previsto en la *Resolución CREG 075 de 2021* no contemplaba instrumentos suficientemente ágiles para revertir situaciones de acaparamiento o inactividad prolongada una vez aceptada la asignación.

No obstante, las disposiciones adoptadas tienen carácter transitorio. La propia agenda regulatoria de la CREG para 2025<sup>18</sup> incluyó la modificación de la *Resolución CREG 075 de 2021*, con el objetivo de

14 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Medidas transitorias para el proceso de asignación de capacidad de transporte en el SIN” Disponible en: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto\\_Resoluci%C3%B3n\\_CREG\\_701\\_083\\_2025/Documento\\_CREG\\_901\\_173\\_2025.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_083_2025/Documento_CREG_901_173_2025.pdf).

15 Resolución CREG 101 094 de 2025.

16 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Documento CREG 901 298 de 2025 – Soporte técnico de la Resolución CREG 101 094 de 2025, disponible en: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n\\_CREG\\_101\\_094\\_2025/Documento\\_CREG\\_901\\_298\\_2025.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_094_2025/Documento_CREG_901_298_2025.pdf).

17 En palabras de la propia CREG, en su Documento CREG 901 298 de 27 de noviembre de 2025: “Con respecto al estado de avance en la ejecución de los proyectos de generación con capacidad asignada, según la información analizada por la Comisión para la publicación del documento de la Circular CREG 032 de 2024, remitida por la UPME, a mayo de 2024 el porcentaje de proyectos que había presentado incumplimiento de los hitos de la curva S se encontraba alrededor del 65%”.

18 Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, Circular 121 de 2024, Disponible en: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular\\_creg\\_0121\\_2024.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0121_2024.htm).

ajustar estructuralmente el régimen de asignación, considerando la experiencia acumulada, la baja disponibilidad de red, la especulación en solicitudes y la necesidad de fortalecer los mecanismos de liberación y priorización.

En este contexto, la liberación oportuna y el uso eficiente de la capacidad de transporte no constituyen únicamente un asunto administrativo, sino un elemento estructural para la transformación del sector eléctrico colombiano. La ocupación prolongada de capacidad por proyectos que no avanzan conforme a los plazos previstos genera barreras artificiales de entrada, distorsiona las señales de inversión y limita la incorporación eficiente de nueva generación, particularmente renovable.

Al respecto, es importante tener en cuenta que los **avances tecnológicos deben ser considerados en las modificaciones regulatorias que se realicen**. El aprovechamiento de un mismo punto de conexión existente (capacidad de transporte asignada) por diferentes recursos de generación (hibridación), así como la incorporación de tecnologías que permitan controlar los periodos de inyección de energía a la red (para maximizar la energía entregable por capacidad de transporte asignada), son dos ejemplos concretos de cómo la asignación de capacidad de transporte a proyectos de generación puede (y debe) adaptarse a nuevas tecnologías o procedimientos, en beneficio del sistema y de los usuarios finales. Esto, además, se enmarca en el principio legal de adaptabilidad previsto en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, según el cual las distintas actividades que componen el servicio público de electricidad (incluyendo la transmisión y la distribución) deben incorporar avances de la ciencia y la tecnología que mejoren su calidad y eficiencia al menor costo económico.

Por ello, esta línea estratégica busca aportar a la consolidación de un marco definitivo que garantice que la capacidad de transporte, como bien escaso y de uso público, sea asignada y mantenida en función de su probabilidad real de materialización y de su contribución efectiva a la seguridad y eficiencia del sistema.

### 4.3. Modernización del esquema de confiabilidad

Así como los demás mecanismos o mercados que hoy en día componen el sector eléctrico colombiano, el esquema vigente de confiabilidad, denominado *cargo por confiabilidad* (CxC), fue diseñado bajo supuestos tecnológicos y operativos asociados a un sistema predominantemente hidrotérmico. Es importante precisar que el CxC puede ser interpretado desde al menos tres ángulos distintos: como esquema de confiabilidad operativa del sistema, como mecanismo para garantizar la firmeza y seguridad de suministro, y como instrumento para incentivar la inversión en nueva capacidad. En el contexto de una transición energética hacia las FNCER, parte del cambio de paradigma consiste precisamente en **reconocer que estas tres dimensiones son diferentes entre sí y deben abordarse de manera diferenciada**. El diseño actual no refleja plenamente la flexibilidad ni el valor sistémico que pueden aportar las FNCER, en combinación con la generación hidráulica y térmica.

La estructura de remuneración vigente, además, puede incentivar la permanencia en operación de plantas térmicas con altos costos fijos relativos a otras térmicas con mayor flexibilidad operativa, y no siempre internaliza de manera explícita las complementariedades entre tecnologías, ni los beneficios de una operación coordinada que optimice el uso del recurso hídrico.

La discusión regulatoria reciente confirma la necesidad de revisar el esquema. En el marco del *Proyecto de Resolución 701 100 de 2025*, orientado a modificar la remuneración de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) para plantas existentes, la CREG reconoció que aproximadamente el 36% de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) es aportada por plantas con

35 años o más desde su entrada en operación comercial. Este dato evidencia la concentración del mecanismo de CxC en unas pocas tecnologías y plantea interrogantes sobre la alineación de los incentivos actuales con la modernización tecnológica y la eficiencia económica. Adicionalmente, la prolongada permanencia de estas plantas en el mecanismo abre interrogantes sobre la posibilidad de remuneración repetida de CAPEX, lo que refuerza la necesidad de revisar los criterios de elegibilidad y remuneración. Más fundamentalmente, este escenario pone de manifiesto que las métricas de confiabilidad con las que fue concebido el CxC (centradas en garantizar energía disponible en períodos de baja hidrología) resultan **insuficientes para un sistema con alta penetración de FNCER**, donde la confiabilidad debe entenderse, también, en términos de **flexibilidad operativa y uso óptimo de los recursos**: en ese nuevo contexto, las propias FNCER pueden convertirse en proveedores de confiabilidad, al permitir a las hidroeléctricas conservar agua para períodos de escasez.

De manera complementaria, el marco regulatorio reciente ha avanzado en la definición de metodologías específicas para la estimación de la ENFICC de tecnologías renovables variables, incluyendo la eólica y la solar fotovoltaica (*Resoluciones CREG 101 006 y 101 007 de 2023*), lo que constituye un paso importante hacia su incorporación en el esquema de confiabilidad. Sin embargo, la coexistencia de estas metodologías con el diseño general del CxC evidencia la necesidad de asegurar una integración más consistente y sistémica de todas las tecnologías dentro del mismo marco de confiabilidad, evitando tratamientos fragmentados que puedan generar señales incompletas para la inversión.

En este contexto, **revisar y actualizar el esquema de confiabilidad** utilizado actualmente en Colombia resulta crítico para eliminar posibles sesgos implícitos hacia tecnologías tradicionales, reconocer adecuadamente el aporte diferencial de cada tecnología al suministro firme y a la flexibilidad operativa (por ejemplo, remunerando a las plantas térmicas por capacidad y no por energía), e incorporar criterios que fortalezcan la resiliencia del sistema bajo distintos escenarios hidrológicos y climáticos.

#### **4.4. Soluciones para el soporte de estabilidad dinámica del sistema (incluyendo compensadores síncronos y reconversión de activos térmicos)**

La integración creciente de recursos basados en inversores (como la generación solar fotovoltaica y eólica) modifica de manera sustancial la provisión de atributos sistémicos esenciales para la operación del sistema eléctrico, tales como la inercia, el soporte de tensión, el control de frecuencia y la capacidad de cortocircuito. En este nuevo contexto operativo, tecnologías como los compensadores síncronos, así como soluciones avanzadas basadas en electrónica de potencia con capacidades *grid-forming*, adquieren un rol determinante para garantizar la estabilidad dinámica y la seguridad operativa del sistema.

No obstante, **el marco normativo vigente no contempla de manera integral la habilitación e integración de estas tecnologías**. En particular, no existe una definición clara sobre su tratamiento dentro de la infraestructura del sistema (por ejemplo, como unidades constructivas (UC) dentro del segmento de transmisión) ni sobre los mecanismos para su remuneración, localización óptima y asignación eficiente de costos. De igual forma, persisten vacíos regulatorios en relación con la provisión y remuneración de servicios complementarios asociados a estas capacidades, tales como la respuesta rápida en frecuencia, el soporte de tensión o la provisión de inercia sintética por parte de recursos variables.

Un avance reciente en esta materia lo constituye la adjudicación, por parte de la UPME el 26 de marzo de 2024, de la *Convocatoria 03-2024*<sup>19</sup> para la selección de un inversionista y un interventor encargados del diseño, adquisición de equipos, construcción, operación y mantenimiento de compensadores síncronos y sus sistemas asociados en las subestaciones Santa Marta y Maicao (110 kV). Este proyecto, adjudicado al Grupo Energía Bogotá (GEB),<sup>20</sup> representa la primera incorporación de esta tecnología en el país y responde a necesidades concretas de estabilidad en zonas críticas del SIN, particularmente en la región Caribe. Más allá de su alcance puntual, esta iniciativa constituye una señal clara de la creciente relevancia operativa de este tipo de soluciones en un sistema con mayor penetración de recursos basados en inversores. Sin embargo, su desarrollo también pone en evidencia la ausencia de un marco regulatorio estructurado que reconozca explícitamente el rol de los compensadores síncronos y de otras tecnologías de soporte de red, así como sus esquemas de remuneración, criterios de localización y mecanismos de asignación de costos.

En este contexto, la incorporación de estos activos continúa dependiendo de decisiones específicas de planeación, sin que exista aún una señal regulatoria sistemática y predecible que habilite su despliegue oportuno y a escala. Asimismo, persisten vacíos en la definición de los servicios que estos recursos pueden prestar al sistema (y en la forma en que dichos servicios deben ser valorados), lo que limita tanto la participación de nuevos agentes como el desarrollo de modelos de negocio sostenibles asociados a la provisión de atributos de estabilidad.

Adicionalmente, la eventual reconversión de ciertos activos térmicos (en particular plantas a carbón con potencial de retiro) representa una alternativa técnicamente viable para preservar atributos sistémicos críticos durante la transición energética. Este tipo de reconversiones permitiría aprovechar infraestructura existente para proveer servicios de estabilidad, evitando inversiones más costosas en activos completamente nuevos y facilitando una transición más ordenada desde el punto de vista operativo, económico y social. Asimismo, contribuiría a mitigar los impactos asociados al cierre abrupto de estas plantas, tanto en términos de empleo como de capacidades técnicas instaladas en las regiones.

No obstante, actualmente no existen mecanismos regulatorios ni modelos de negocio definidos que permitan a los agentes (incluidos los transmisores) adquirir, reconvertir o integrar este tipo de activos dentro del sistema y remunerarlos adecuadamente, por ejemplo, como parte de la base de activos reconocida en transmisión. Esta ausencia de instrumentos limita el desarrollo de soluciones potencialmente costo-eficientes y reduce la capacidad del sistema para adaptarse de manera oportuna a escenarios de alta penetración de generación renovable.

Diversos análisis técnicos<sup>21</sup> han identificado, además, la necesidad de incorporar compensación síncrona en distintas áreas del SIN con el fin de restablecer márgenes adecuados de estabilidad angular y de tensión ante contingencias severas. En varios casos, estas necesidades podrían ser atendidas mediante combinaciones de nuevas instalaciones y reconversiones tecnológicas de activos existentes, cuya incorporación resulta crítica para asegurar un desempeño estable del sistema en el corto y mediano plazo.

---

19 Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Convocatoria UPME 03-2024: Compensadores síncronos en las subestaciones Maicao y Santa Marta, disponible en: <https://www.upme.gov.co/convocatorias/upme-03-2024-compensadores-sincronos-en-las-subestaciones-maicao-y-santa-marta/>.

20 Valora Analitik, Colombia incorpora tecnología inédita para el sistema eléctrico, disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/colombia-incorpora-tecnologia-inedita-para-el-sistema-electrico/>.

21 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Necesidades, retos y soluciones para un futuro sostenible: compensadores síncronos como elemento de flexibilidad en la transición energética. Disponible en: [https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Position\\_paper\\_comp\\_sincronos\\_V4.pdf](https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Position_paper_comp_sincronos_V4.pdf)

Un elemento transversal a todas estas consideraciones es la necesidad de que el marco regulatorio defina y remunere los servicios de estabilidad (que hacen parte de los SSCC) en función de los atributos que se requiere proveer, con independencia de la tecnología que los preste. Este enfoque (remunerar el servicio y no la tecnología) es el que permitirá incorporar, de manera permanente, las soluciones más eficientes y costo-efectivas disponibles en cada momento, ya sean compensadores síncronos, activos térmicos reconvertidos u otras tecnologías emergentes. Solo bajo esta lógica será posible garantizar que el mercado genere los incentivos adecuados para el despliegue oportuno y sostenible de las capacidades de estabilidad que el sistema requiere.

En este contexto, esta línea estratégica resulta fundamental en la medida en que aborda directamente los **requerimientos técnicos derivados del cambio en la composición tecnológica del sistema eléctrico**. Su implementación implica, no solo la incorporación de nuevas soluciones de estabilidad, sino también la adecuación del marco regulatorio y de mercado para habilitar su despliegue oportuno, eficiente y consistente con una matriz eléctrica con alta participación de fuentes renovables no-síncronas.

## 4.5. Contratación de largo plazo y subastas para FNCER

La incorporación masiva de FNCER requiere **esquemas de contratación de largo plazo** que sean **bancables, estandarizados, transparentes** y con una **asignación eficiente de riesgos**. La ausencia de instrumentos contractuales adecuados dificulta el cierre financiero de proyectos de FNCER y retrasa (o incluso imposibilita) su entrada en operación, aun cuando sean técnicamente viables y competitivos en costos.

Un diseño adecuado debe reconocer que las tecnologías solares y eólicas presentan costos variables cercanos a cero, alta intensidad de capital, una dependencia crítica al costo de capital y generación variable dependiente del recurso primario. En este contexto, los contratos deben preservar su naturaleza financiera, proporcionando cobertura de precio y estabilidad de ingresos, **sin trasladar a cada proyecto individual riesgos operativos que corresponden al ámbito sistémico**.

En particular, la exigencia de obligaciones horarias rígidas durante toda la vigencia contractual puede desnaturalizar el carácter financiero de los contratos de largo plazo, al transformar instrumentos de cobertura en compromisos físicos hora a hora. Ello expone a los proyectos de FNCER a riesgos de desbalance entre generación real y energía contractual, incrementa el costo de capital, puede requerir inversiones adicionales en almacenamiento no necesariamente justificadas por necesidades del sistema y, en última instancia, reduce la bancabilidad y la competencia efectiva en los mecanismos de adjudicación.

La experiencia internacional<sup>22</sup> muestra que, en etapas iniciales de penetración de renovables variables, los **contratos tipo “pague lo generado” o “pague lo producido” permiten que el sistema asuma la variabilidad inherente a estas tecnologías**, mientras el contrato cumple su función principal de estabilización de ingresos. Este enfoque facilita la entrada de nueva capacidad renovable, reduce la complejidad regulatoria y evita trasladar riesgos sistémicos a proyectos individuales. Ello no excluye la utilización de contratos con cantidades determinadas para ciertos segmentos de la demanda, pero sí sugiere la conveniencia de habilitar modalidades diferenciadas acordes con la naturaleza tecnológica de las FNCER (principalmente, los proyectos solares y eólicos).

De la misma manera, el diseño de productos contractuales debe evitar contradicciones entre los objetivos declarados de promover la participación de FNCER y la estructuración de productos

22 GME. (2025). Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional de Chile (Informe Final preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo - BID). Ministerio de Energía de Chile. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20250930\\_p0131-24\\_informe\\_final.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20250930_p0131-24_informe_final.pdf)

concebidos para tecnologías de entrega continua y predecible. La coherencia entre objetivos regulatorios y arquitectura contractual es esencial para garantizar que los mecanismos de subasta cumplan efectivamente su propósito de diversificación, estabilidad de costos y reducción de emisiones.

Otro elemento crítico es la articulación entre los mecanismos de contratación y la planeación del sistema. La definición de volúmenes objetivo en los mecanismos de subasta debe alinearse con los planes de expansión elaborados por la UPME de manera más proactiva, pudiendo considerar desagregaciones por tecnología, región o nodo cuando ello contribuya a una expansión óptima en costos y a la reducción de restricciones en la red. La ausencia de señales de localización o tecnológicas puede limitar el aprovechamiento del potencial de FNCER, así como perpetuar cuellos de botella en la transmisión.

Adicionalmente, el diseño institucional de los mecanismos de subasta debe garantizar reglas claras, criterios objetivos y límites explícitos a la discrecionalidad en la elaboración de pliegos y condiciones específicas, así como procedimientos definidos para su validación. La transparencia y previsibilidad regulatoria son condiciones indispensables para atraer inversión de largo plazo y reducir el costo de financiamiento.

Finalmente, y como se insinuó previamente, la estructuración de la contratación de largo plazo debe incorporar una **visión sistémica de la gestión de la variabilidad**. La optimización del sistema no surge de la suma de contratos individualmente equilibrados hora a hora, sino de la complementariedad entre recursos. En particular, la flexibilidad de la generación hidráulica constituye un activo estratégico para integrar mayores niveles de FNCER. Por ello, los mecanismos contractuales y las reglas de operación asociadas deben facilitar (en lugar de restringir) el aprovechamiento de dicha complementariedad, permitiendo que la flexibilidad se gestione a nivel del sistema y no exclusivamente a nivel contractual.

En suma, la **modernización de los esquemas de contratación de largo plazo** constituye un componente central de la transformación del sistema eléctrico colombiano hacia una matriz con alta participación de energías renovables variables. Sin instrumentos contractuales adecuados, incluso proyectos de FNCER eficientes y competitivos enfrentan barreras financieras que retrasan o impiden su materialización. En contraste, un diseño coherente, alineado con la planeación sectorial y con una asignación eficiente de riesgos, puede convertir la contratación en un **habilitador decisivo para una expansión óptima**, competitiva y resiliente del sistema eléctrico nacional. A ello se suma un beneficio adicional de alto valor sistémico: la predictibilidad de los costos de generación en distintos plazos, que redundando directamente en menores riesgos para los usuarios, fortalece la planeación sectorial, envía señales positivas a la inversión y reduce la percepción de riesgo de los distintos actores que toman decisiones con base en el costo de la energía.

## 4.6. Ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho

Las reglas de operación y despacho del sistema eléctrico colombiano deben evolucionar para aprovechar plenamente el potencial de las energías renovables variables. En un sistema con alta penetración renovable, el despacho económico tiende naturalmente a ubicar a las fuentes de costo marginal cercano a cero (como la solar y la eólica) en la base de la operación, utilizando la generación hidráulica de embalse y, en menor medida, la térmica flexible, para el seguimiento de la demanda y la gestión de la variabilidad.

Para que esta transición operativa se pueda implementar de manera eficiente, se requieren ajustes en las reglas del mercado de corto plazo y en el marco regulatorio aplicable a la operación del sistema. Ello incluye, entre otros aspectos, la **gestión óptima del recurso hídrico**, la revisión del **tratamiento de desviaciones y penalizaciones**, la asignación eficiente de **restricciones y eventos de curtailment**, y una articulación coherente entre los mercados de corto y largo plazo.

En particular, la gestión del recurso hídrico constituye un tema estructural que debe abordarse de manera prioritaria y explícita. En un sistema con alta penetración renovable, los embalses se convierten en el principal instrumento de flexibilidad y respaldo, funcionando en la práctica como una gran “batería natural” del sistema. Para garantizar su uso óptimo, resulta necesario avanzar hacia **esquemas que incorporen una valoración económica intertemporal del agua** que permita al operador administrar estratégicamente los reservorios para gestionar la variabilidad eólica y solar. Un elemento central en esta discusión es el tipo de ofertas que se realizan en el mercado de corto plazo: en Colombia, estas ofertas son basadas en precios (*price-based*), lo que permite a los generadores (particularmente a las hidroeléctricas) ofertar su energía a un precio definido por ellos, que responde a incentivos individuales y no necesariamente al óptimo sistémico. Este diseño contrasta con el de otros mercados de la región, como Brasil y Uruguay, donde las ofertas son basadas en costos (*cost-based*) y el costo de la energía hidroeléctrica está determinado por su costo de oportunidad intertemporal. La ausencia de señales claras sobre el valor estratégico del agua puede conducir a decisiones operativas que respondan principalmente a incentivos individuales de corto plazo, y no al óptimo sistémico.

En este contexto, diversos análisis técnicos<sup>23</sup> sugieren la conveniencia de migrar, en la medida de lo posible, hacia una gestión más holística, integral y coordinada del recurso hídrico para fines de despacho, acompañada de mecanismos regulatorios que aseguren su utilización eficiente y transparente. Experiencias como las de Brasil y Uruguay, con esquemas de “*cost-based centralized dispatch*”, muestran que la valorización detallada del agua permite evitar usos especulativos del recurso y **facilita una operación orientada al bienestar del sistema en su conjunto**, particularmente en matrices con alta penetración renovable.

Asimismo, el tratamiento de las restricciones operativas y del *curtailment* requiere revisión. Cuando las limitaciones de red o de operación conducen a la reducción forzada de generación renovable, la asignación de estos costos debe diseñarse de manera que preserve señales eficientes de inversión y localización, evitando trasladar de forma automática los costos a la demanda sin considerar su origen sistémico.

En paralelo, los recientes desarrollos regulatorios orientados a fortalecer la red y ajustar el Código de Redes (incluyendo nuevos requerimientos en materia de planeamiento, conexión y operación)<sup>24</sup> deben **equilibrar adecuadamente la necesidad de robustecer el sistema con la preservación de la competitividad de los proyectos renovables**. Exigencias técnicas como la activación de controles de regulación primaria ante eventos de subfrecuencia pueden contribuir a la estabilidad del sistema, pero su diseño e implementación deben considerar la naturaleza tecnológica de los recursos basados en inversores y evitar cargas desproporcionadas que afecten su viabilidad económica.

Adicionalmente, las recientes medidas propuestas (v.g., por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS-) en el contexto de emergencias climáticas (como disposiciones extraordinarias que imponen transferencias adicionales a generadores hidroeléctricos para financiar acciones

23 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

24 Por ejemplo, el Proyecto de Resolución CREG 701 099 de 2025.

de gestión del riesgo y recuperación ambiental en cuencas afectadas)<sup>25</sup> evidencian la creciente interdependencia entre la operación hidroeléctrica, la seguridad hídrica y la sostenibilidad territorial. Si bien estas medidas responden a circunstancias excepcionales y no modifican directamente las reglas de despacho, ponen de manifiesto la necesidad de contar con un enfoque estructural de gestión del recurso hídrico que reduzca la necesidad de intervenciones reactivas y de urgencia.

Finalmente, cualquier discusión sobre la incorporación masiva de almacenamiento debe partir de una premisa de eficiencia sistémica: antes de trasladar nuevos costos a la demanda (provenientes, por ejemplo, de la construcción de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías -SAEB-), es indispensable optimizar el uso del recurso hídrico existente y aprovechar plenamente las capacidades de flexibilidad ya disponibles en el sistema. La expansión de tecnologías de almacenamiento, cuando ocurra, debe responder a necesidades estructurales identificadas en la operación, y no sustituir ajustes regulatorios pendientes en la gestión del despacho y de los recursos actuales.

Conforme a lo antes expuesto, esta línea estratégica resulta fundamental para garantizar que las reglas de operación no reproduzcan sesgos implícitos hacia configuraciones tecnológicas del pasado, y que el mercado de corto plazo (así como el de contratación de largo plazo) refleje, de manera eficiente y neutral, la nueva composición tecnológica óptima del sistema eléctrico colombiano. En este sentido, cabe señalar también una inconsistencia conceptual que subyace al marco regulatorio vigente: la categoría de “despachado centralmente” se aplica a proyectos solares y eólicos de cierta escala, cuando por su naturaleza estos recursos no son *despachables* en el sentido tradicional del término. Esta inadecuación conceptual constituye una barrera regulatoria implícita que refleja la falta de actualización del marco normativo frente a los avances tecnológicos, y que debe ser abordada en el proceso de modernización regulatoria.

---

25 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Medidas para atender emergencia por lluvias incluyen transferencia de 2% adicional por ventas de hidroeléctricas, 24 de febrero de 2026, disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/medidas-para-atender-emergencia-por-lluvias-incluyen-transferencia-de-2-adicional-por-ventas-de-hidroelectricas/>.

Foto: © Ali Akdemir - Pexels



# 5

## Cambios regulatorios y de mercado requeridos

---

Los cambios regulatorios y de mercado identificados como necesarios se presentan, a continuación, conforme a las **líneas estratégicas** mencionadas en la sección anterior. Para cada una, se sintetizan las principales barreras regulatorias y de diseño de mercado, así como los ajustes necesarios para habilitar una transición hacia un sistema eléctrico confiable, eficiente y con alta penetración de FNCER.

Como marco conceptual, los cambios aquí propuestos responden a la necesidad de una transformación estructural y holística del sistema eléctrico colombiano, que abarca desde la planeación y la asignación de capacidad de transporte, hasta el diseño de los mecanismos de confiabilidad, los instrumentos de contratación de largo plazo y las reglas de operación y despacho. Esta transformación implica, entre otros aspectos, evolucionar desde un esquema de operación centrado en la minimización de costos de energía hacia un enfoque que incorpore explícitamente la provisión y valorización de atributos sistémicos necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema, avanzando hacia esquemas que co-optimicen energía y servicios requeridos para el funcionamiento seguro del sistema eléctrico.

Asimismo, se reconoce que los requerimientos técnicos, operativos y regulatorios del sistema no son estáticos, sino que evolucionan en función del nivel de penetración de fuentes renovables variables. En este sentido, los cambios propuestos consideran implícitamente distintas etapas de penetración de FNCER, en las cuales se modifican tanto las condiciones de operación como las necesidades de SSCC y atributos de red. En particular, a medida que aumenta la participación de recursos variables, el sistema transita desde un régimen en el que estos recursos tienen un impacto marginal sobre la operación, hacia escenarios en los que determinan de manera estructural el comportamiento del sistema eléctrico, lo que exige una adaptación progresiva del diseño de mercado, la regulación y los criterios de operación en todas las dimensiones aquí analizadas.



#### Línea estratégica 1:

### Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte

Principales normas a ajustar, modificar, complementar o reemplazar:

- ✓ Resolución CREG 075 de 2021 (y sus distintas resoluciones modificatorias)
- ✓ Resolución CREG 174 de 2021
- ✓ Resolución 101 049 de 2024
- ✓ Resolución MME 40042 de 2024
- ✓ Resolución CREG 101 99 de 2026

No.	Barrera	Objetivo del cambio	Cambio requerido	Actor clave
1	Existencia de capacidad asignada pero no utilizada, o con baja probabilidad de materialización (acaparamiento o inactividad prolongada).	Identificar objetivamente la capacidad asignada que no será utilizada en los plazos previstos y evitar bloqueos artificiales al acceso de nuevos proyectos, especialmente FNCER.	Definir (mediante modificación, adición o sustitución de la Resolución CREG 075 de 2021) criterios regulatorios claros, objetivos, verificables y periódicamente evaluados para determinar cuándo una capacidad asignada se considera no utilizada, subutilizada o en riesgo de no materialización, con base en cumplimiento de hitos críticos de curva S, así como el cumplimiento de otras obligaciones, por ejemplo, en materia de obtención de licencias ambientales o constitución de garantías.	CREG / UPME
2	Falta de mecanismos obligatorios y ágiles para recuperar capacidad ociosa.	Liberar oportunamente capacidad de transporte no utilizada para facilitar la conexión de proyectos viables (con prioridad a FNCER) y reducir congestión en calendarios de asignación.	Establecer causales automáticas, tanto objetivas como subjetivas, de liberación de capacidad de transporte previamente asignada, por incumplimiento de hitos de curva S y otras obligaciones regulatorias, con plazos máximos no prorrogables, procedimiento abreviado y facultades explícitas de la UPME para declarar desistimiento o revocar asignaciones.	CREG / UPME

3	Especulación y solicitudes de capacidad de transporte para proyectos sin madurez suficiente.	Garantizar que la capacidad de transporte disponible se asigne, en adelante, a proyectos de generación con suficiente madurez y/o alta probabilidad de entrada en operación.	Reforzar los parámetros de madurez y/o alta probabilidad de entrada en operación previos a la asignación (avance ambiental, estructuración financiera, estudios técnicos) y ajustar requisitos para desincentivar solicitudes especulativas.	CREG
4	Ausencia de priorización estratégica de proyectos frente a la escasez de red (capacidad de transporte disponible).	Alinear la asignación de capacidad de transporte disponible con las necesidades de seguridad energética al menor costo posible, expansión eficiente y diversificación, teniendo en cuenta no solo las necesidades nacionales sino también las de las distintas regiones (v.g., nodos).	Incorporar mecanismos regulatorios que permitan priorizar, para efectos de la asignación de capacidad de transporte disponible, proyectos que respondan adecuadamente a estas las necesidades teniendo en cuenta los estudios técnicos de expansión óptima y realizando el ejercicio no solo a nivel nacional sino también de las de las distintas regiones (v.g., nodos). Esto puede incluir proyectos con obligaciones firmes con el sistema (p. ej., del CxC y bajo contratos de largo plazo, como ya se ha planteado en la regulación vigente) y para proyectos FNCER estratégicos identificados por la planeación de la UPME en nodos críticos.	CREG / UPME
5	Desconexión entre capacidad de transporte asignada y planeación de expansión óptima del sistema.	Asegurar coherencia entre el uso de la red (capacidad de transporte) y los planes de expansión de generación y transmisión elaborados por la la UPME.	Integrar la información actualizada de capacidad asignada, utilizada, liberada y potencialmente liberable en los procesos de planeación de la generación, teniendo en cuenta los estudios de expansión óptima, así como en los planes de expansión del STN y STR.	UPME
6	Falta de visibilidad pública y transparencia sobre la disponibilidad real de capacidad de transporte.	Reducir incertidumbre para inversionistas y mejorar la toma de decisiones.	Crear un sistema público, digital y permanentemente actualizado que publique capacidad disponible, asignada y liberada por subestación y nivel de tensión, incluyendo capacidad de cortocircuito y aumentos previstos por expansión aprobada.	UPME
7	Incertidumbre sobre capacidad de transporte futura asociada a proyectos de expansión aprobados, pero no operativos.	Dar señales anticipadas y confiables al mercado sobre disponibilidad futura de red.	Publicar cronogramas vinculantes de entrada en operación de proyectos de expansión del STN y STR y su impacto anual en capacidad incremental de transporte disponible.	UPME
8	Rigidez de los calendarios de asignación frente a liberaciones sobrevinientes.	Evitar que capacidad liberada permanezca ociosa hasta el siguiente proceso anual.	Incorporar ventanas extraordinarias de reasignación durante el año cuando se liberen bloques significativos de capacidad.	CREG / UPME
9	Instrumentos transitorios de liberación que no están consolidados en el régimen permanente.	Establecer un marco estable y predecible de uso eficiente de la red.	Incorporar de manera permanente (mediante modificación, adición o sustitución de la Resolución 075 de 2021), los mecanismos de renuncia voluntaria y desistimiento tácito desarrollados transitoriamente en la Resolución CREG 101 094 de 2025. Para ello, se recomienda enriquecer dichos mecanismos de renuncia voluntaria y desistimiento tácito, a la luz de los demás cambios recomendados en esta sección/tabla.	CREG

10	Asignación rígida de la capacidad de transporte a un único proyecto y tecnología.	Facilitar la incorporación de nueva generación a partir de FNCER mediante el aprovechamiento de puntos de conexión y capacidades de transporte ya asignadas, habilitando esquemas de hibridación controlada que permitan integrar tecnologías renovables sin requerir nuevos procesos completos de asignación.	Modificar el marco regulatorio aplicable (v.g., los artículos 3 y 18 de la Resolución 075 de 2021) para: habilitar la asociación de más de un activo de generación a una misma capacidad de transporte asignada, siempre que los “nuevos” sean proyectos renovables que no hayan participado en el proceso original de asignación; flexibilizar la condición de “mismo recurso primario” prevista para la cesión de capacidad, permitiendo explícitamente la incorporación de FNCER en esquemas tanto de cesión total como de uso compartido; establecer una figura regulatoria específica de “hibridación de capacidad de transporte”, diferenciada de la cesión, con reglas propias de aprobación, operación y seguimiento; definir criterios técnicos y operativos que aseguren que la operación conjunta no compromete la seguridad del sistema ni excede la capacidad asignada; y mantener mecanismos de registro y trazabilidad de los proyectos ante la UPME mediante procedimientos simplificados.	CREG / UPME
11	Vinculación de la capacidad de transporte a la tecnología originalmente aprobada.	Habilitar la reconversión tecnológica de proyectos de generación hacia FNCER, permitiendo el uso continuo de la capacidad de transporte asignada, con el fin de acelerar la transición energética y promover un uso más eficiente de la infraestructura existente.	Ajustar las disposiciones regulatorias relativas a “renovación de instalaciones”, así como las reglas de cesión de capacidad (en particular los artículos 23 y 18 de la Resolución 075 de 2021) para: permitir explícitamente la reconversión de proyectos de generación hacia tecnologías renovables, aun cuando ello implique cambios sustanciales en el recurso primario o en la configuración técnica del proyecto; flexibilizar la aplicación de criterios de equivalencia técnica, incorporando como criterio prioritario la contribución a la integración de FNCER y a la eficiencia sistémica; establecer condiciones bajo las cuales se preserve la capacidad de transporte asignada durante procesos de reconversión, evitando su liberación automática; ajustar los plazos, hitos y esquemas de garantías para alinearlos con las características de los proyectos de reconversión; incorporar mecanismos de seguimiento que aseguren la materialización efectiva de los proyectos y eviten usos ineficientes o especulativos de la capacidad.	CREG / UPME
12	Riesgo de que nuevos requisitos técnicos de conexión constituyan barreras desproporcionadas para FNCER.	Facilitar la integración segura de generación basada en inversores (v.g., solar y eólica) sin frenar su despliegue.	Revisar y ajustar los requisitos técnicos propuestos en la Resolución 701 098 de 2025 (proyecto de resolución) para asegurar proporcionalidad, diferenciación de proyectos por tamaño y ubicación, y coherencia con estándares internacionales.	CREG



## Línea estratégica 2:

**Modernización del esquema de confiabilidad**

Principales normas a ajustar, modificar, complementar o reemplazar:

- ✓ Resolución CREG 071 de 2006 (y sus distintas resoluciones modificatorias)
- ✓ Resolución CREG 101 024 de 2022
- ✓ Resolución CREG 101 007 de 2023
- ✓ Resolución CREG 101 044 de 2024
- ✓ Resolución CREG 101 6 de 2023
- ✓ Acuerdo CNO 1814 de 2024
- ✓ Acuerdo CNO 1815 de 2024

No.	Barrera	Objetivo del cambio	Cambio requerido	Actor clave
1	Evaluación de la firmeza basada en recursos individuales, sin capturar complementariedades.	Incorporar un enfoque de confiabilidad basado en portafolios de recursos complementarios, que permita optimizar la provisión de firmeza del sistema y reducir la necesidad de respaldo ineficiente.	Ajustar los mecanismos de confiabilidad y las señales de mercado para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» permitir la participación de portafolios de recursos (FNCER, hidráulica, almacenamiento, demanda flexible) en la provisión de confiabilidad;</li> <li>» incorporar metodologías que capturen complementariedades temporales, geográficas y tecnológicas entre recursos;</li> <li>» evaluar la firmeza y el cumplimiento de obligaciones a nivel agregado, y no únicamente por activo individual;</li> <li>» reflejar estas complementariedades en la asignación de OEF y en la remuneración del CxC.</li> </ul>	MME / CREG.
2	Uso predominante de un único indicador de energía firme (ENFICC) para evaluar la confiabilidad del sistema.	Incorporar métricas complementarias a la ENFICC que permitan capturar de manera más precisa la contribución de las FNCER a la confiabilidad del sistema, considerando su complementariedad con otros recursos, su variabilidad, su perfil horario y su interacción con la demanda.	Ajustar el esquema de confiabilidad para complementar el uso de ENFICC con indicadores adicionales, incluyendo: <ul style="list-style-type: none"> <li>» métricas de potencia firme o capacidad disponible en horas críticas;</li> <li>» indicadores basados en demanda neta (demanda menos generación renovable variable);</li> <li>» criterios probabilísticos asociados a eventos extremos (sequías, baja generación renovable simultánea);</li> <li>» su incorporación tanto en la planeación (UPME) como en los mecanismos de remuneración del CxC (CREG).</li> </ul>	CREG
3	Alta dependencia de plantas térmicas envejecidas para la ENFICC, muchas con baja eficiencia y altas emisiones, lo que incrementa riesgos de indisponibilidad y costos sistémicos.	A corto/mediano plazo, reducir la exposición del sistema a activos obsoletos, mejorar la confiabilidad efectiva y alinear las señales de inversión con eficiencia y descarbonización.	Ajustar el esquema del CxC (v.g., mediante la modificación o sustitución de la Resolución CREG 071 de 2006), para incorporar <b>criterios de elegibilidad y permanencia</b> basados en: (i) eficiencia térmica mínima, (ii) intensidad de emisiones por kWh, (iii) capacidad de operación flexible, y (iv) límites de vida útil o exclusión progresiva de unidades muy antiguas (p. ej., >30–35 años), reconociendo que una proporción significativa de la ENFICC proviene de plantas con alta antigüedad.	CREG
4	Dependencia estructural del CxC como único instrumento de confiabilidad.	A largo plazo, permitir una transición ordenada hacia mecanismos de confiabilidad más adecuados para una matriz recompuesta, de acuerdo con la evidencia existente sobre expansión óptima.	Avanzar gradualmente hacia esquemas basados en contratos de largo plazo de energía y capacidad que cubran la demanda y garanticen confiabilidad real.	MME / CREG

5	Metodología de ENFICC basada en supuestos determinísticos y factores estáticos que no reflejan la variabilidad ni el desempeño real de las FNCER.	Medir de manera adecuada y no sesgada la contribución a la confiabilidad de todas las tecnologías, incorporando la variabilidad climática y las diferencias específicas por recurso y ubicación.	Reformar las metodologías de cálculo de la ENFICC para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» adoptar enfoques probabilísticos o estocásticos basados en simulaciones climáticas y operativas;</li> <li>» definir la energía firme en términos de probabilidad de suministro en condiciones críticas del sistema;</li> <li>» sustituir factores de descuento genéricos para solar y eólica por estimaciones basadas en datos reales (mediciones, series históricas, información satelital y modelaciones regionales);</li> <li>» incorporar diferenciación por zona, tecnología y perfil temporal de generación;</li> <li>» actualizar periódicamente los parámetros con base en nueva información y desempeño observado de los proyectos.</li> </ul>	CREG
6	Señales de confiabilidad que no reflejan adecuadamente la contribución sistémica de las FNCER.	Asegurar que los mecanismos de confiabilidad reconozcan de manera efectiva el aporte de las FNCER, promoviendo su participación en condiciones competitivas y reduciendo distorsiones frente a tecnologías convencionales.	Revisar los criterios de asignación de OEF y las reglas de participación en el esquema de confiabilidad, para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar metodologías que reconozcan complementariedades geográficas y tecnológicas entre recursos;</li> <li>» permitir la participación de portafolios o combinaciones de recursos (incluyendo FNCER, almacenamiento y demanda);</li> <li>» reconocer aportes de generación renovable en condiciones específicas del sistema (v.g., horas críticas o complementariedad con generación hidráulica);</li> <li>» reducir sesgos regulatorios o de diseño de mercado que favorecen tecnologías despachables tradicionales;</li> <li>» asegurar coherencia entre la medición de firmeza y las señales económicas que reciben los agentes.</li> </ul>	CREG
7	Subastas del CxC con competencia indiferenciada entre tecnologías.	Evitar distorsiones que favorecen tecnologías de baja inversión y alto costo variable.	Mediante modificación o sustitución de las Resoluciones CREG 071 de 2006 y 101 024 de 2022, segregar o diseñar productos diferenciados por tecnología o atributo, o evaluar capacidad efectiva de carga en lugar de potencia instalada.	CREG
8	Débil régimen de penalidades por incumplimiento de OEF.	Garantizar que la confiabilidad comprometida se materialice efectivamente.	Fortalecer el esquema sancionatorio aplicable ante el incumplimiento de OEF ya asignadas, incluyendo suspensión automática de pagos del CxC ante incumplimientos relevantes, ejecución expedita de garantías y sanciones proporcionales al impacto sistémico.	CREG
9	Remuneración indiscriminada de capacidad que no aporta respaldo efectivo en momentos de escasez.	Focalizar recursos en activos que realmente contribuyen a la seguridad energética.	En el corto/mediano plazo, reformular el CxC para remunerar prioritariamente recursos capaces de entregar energía en eventos críticos, evitando subsidios a capacidad ociosa, ineficiente o inflexible.	CREG
10	Enfoque del CxC centrado en energía (MWh), sin valoración explícita de atributos técnicos.	Garantizar estabilidad operativa en sistemas con alta penetración de generación basada en inversores.	Incorporar formalmente el enfoque de “energía + atributos” (“DEA”), remunerando servicios como inercia, control de frecuencia, soporte de tensión, fortaleza de red y capacidad de arranque autónomo.	CREG / XM

11	Ausencia de mecanismos explícitos para la provisión y remuneración de servicios complementarios avanzados.	Asegurar la operación segura y estable del sistema en escenarios de alta penetración de FNCER, mediante la provisión eficiente y oportuna de servicios complementarios, reconociendo el valor de los distintos recursos que pueden aportarlos.	<p>Diseñar e implementar un marco regulatorio integral para la provisión de servicios complementarios, que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» defina de manera explícita los servicios requeridos por el sistema (v.g., control de frecuencia, soporte de tensión, inercia, <i>system strength</i>, <i>black start</i>, capacidades <i>grid-forming</i>, entre otros);</li> <li>» establezca mecanismos de remuneración específicos para dichos servicios, diferenciados del mercado de energía;</li> <li>» habilite la participación de múltiples tecnologías (hidroeléctricas, FNCER, almacenamiento, compensadores síncronos y recursos basados en electrónica de potencia), en función de su capacidad efectiva de prestación;</li> <li>» reconozca el rol estratégico de las centrales hidroeléctricas como proveedoras de flexibilidad y respuesta rápida, en complementariedad con las FNCER;</li> <li>» incorpore esquemas de provisión obligatoria o contratación centralizada cuando sea necesario para garantizar la seguridad del sistema;</li> <li>» alinee estos mecanismos con la evolución del parque de generación, en particular con la reducción progresiva de generación síncrona convencional.</li> </ul>	CREG
12	Planeación de confiabilidad basada en criterios simplificados y centrada en activos específicos.	Transitar hacia un enfoque de confiabilidad basado en necesidades del sistema, que incorpore la variabilidad de las FNCER y permita identificar y contratar soluciones costo-eficientes, independientemente de la tecnología.	<p>Ajustar los enfoques de planeación de la expansión, específicamente en el contexto de aseguramiento de confiabilidad, para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar en la planeación criterios que reflejen la variabilidad de las FNCER, la demanda neta y escenarios de estrés del sistema;</li> <li>» definir requerimientos explícitos de confiabilidad (por ejemplo, potencia firme, flexibilidad, respuesta rápida, soporte en horas críticas), diferenciados por zona o condición operativa;</li> <li>» implementar mecanismos de asignación (v.g., nuevas subastas) tecnológicamente neutros, orientados a cubrir dichos requerimientos en lugar de promover tecnologías específicas;</li> <li>» permitir la participación de portafolios de recursos (incluyendo FNCER, demanda y soluciones híbridas) en la provisión de estos servicios;</li> <li>» alinear estos mecanismos con los resultados de la planeación de largo plazo.</li> </ul>	MME / CREG / UPME
13	Desalineación entre los criterios de planeación del sistema y los mecanismos de remuneración de la confiabilidad.	Asegurar coherencia entre los criterios utilizados en la planeación de la expansión y las señales económicas del mercado, de modo que las inversiones respondan a las necesidades reales del sistema.	<p>Fortalecer la articulación entre UPME y CREG mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» la adopción de criterios de confiabilidad consistentes entre planificación y regulación;</li> <li>» la incorporación de resultados de los ejercicios de expansión en el diseño de subastas de confiabilidad;</li> <li>» la revisión periódica de los parámetros del CxC con base en evidencia técnica actualizada;</li> <li>» mecanismos formales de coordinación institucional para alinear supuestos, metodologías y resultados.</li> </ul>	MME / CREG / UPME
14	Regulación que asume implícitamente dependencia estructural de generación térmica.	Mantener neutralidad tecnológica coherente con la transición energética y la expansión óptima del sistema (de acuerdo con estudios técnicos recientes).	Establecer lineamientos regulatorios que permitan que distintas tecnologías contribuyan a la confiabilidad, bajo condiciones equitativas.	MME / CREG

15	Falta de evaluación comparativa de alternativas estructurales al esquema vigente.	Asegurar que la regulación responda a un análisis integral de eficiencia económica y seguridad energética.	Ordenar estudios regulatorios amplios que <b>comparen distintos modelos de aseguramiento de la confiabilidad</b> , incluyendo contratación de largo plazo, esquemas basados en complementariedad de recursos y esquemas de remuneración de las centrales que respaldan al sistema ante la ocurrencia de eventos extremos.	CREG
16	Falta de reconocimiento regulatorio de recursos emergentes (almacenamiento, respuesta de demanda).	Integrar nuevas fuentes de flexibilidad al sistema.	Ajustar los mecanismos de confiabilidad para permitir la participación plena de compensadores síncronos, demanda gestionable y otras tecnologías como proveedores de firmeza y SSCC.	CREG



## Línea estratégica 3:

**Compensadores síncronos y reconversión de activos térmicos**

Principales normas a ajustar, modificar, complementar o reemplazar:

- ✓ Resolución CREG 025 de 1995 (y sus distintas resoluciones modificatorias)
- ✓ Resolución CREG 022 de 2001 (y sus distintas resoluciones modificatorias)<sup>26</sup>
- ✓ Resolución CREG 092 de 2002
- ✓ Resolución CREG No. 011 de 2009
- ✓ Resolución CREG No. 093 de 2014
- ✓ Resolución CREG 101 101 de 2026

No.	Barrera	Objetivo del cambio	Cambio requerido	Actor clave
1	Infraestructura térmica existente que, en el contexto de descarbonización, puede quedar <b>subutilizada o perder viabilidad</b> sin alternativas de reconversión	Aprovechar <b>infraestructura existente</b> (y probablemente ya amortizada) para aportar <b>estabilidad y servicios complementarios</b> al sistema, facilitando la transición energética, reduciendo costos de inversión y mitigando impactos sociales del retiro de plantas térmicas.	Habilitar explícitamente, en el marco regulatorio, la <b>reconversión de plantas térmicas en compensadores síncronos</b> u otros activos de soporte, mediante: <ul style="list-style-type: none"> <li>» la definición de <b>condiciones técnicas y regulatorias</b> para su transformación;</li> <li>» la posibilidad de <b>mantener o reasignar activos existentes</b> dentro de esquemas de remuneración regulada;</li> <li>» la creación de <b>señales económicas</b> que reconozcan su aporte a la estabilidad del sistema;</li> <li>» la <b>articulación con políticas de transición justa</b> en regiones dependientes de generación térmica.</li> </ul>	CREG / MME
2	Indefinición regulatoria sobre la naturaleza, rol y tratamiento de los compensadores síncronos.	Permitir la integración formal de los compensadores síncronos al sistema eléctrico, con reglas claras sobre su función, operación y remuneración.	Desarrollar un marco regulatorio específico que: <ul style="list-style-type: none"> <li>» defina a los <b>compensadores síncronos</b> como <b>activos de red o proveedores de servicios complementarios</b>, según su función;</li> <li>» establezca sus condiciones de <b>conexión, operación y despacho</b>;</li> <li>» determine los <b>esquemas de remuneración</b> aplicables (regulados, de mercado o híbridos);</li> <li>» reconozca su <b>aporte</b> en términos de inercia, soporte de tensión y fortaleza del sistema.</li> </ul>	CREG

26 En lo atinente a los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del STN.

3	Falta de mecanismos para que los transmisores incorporen y remuneren estos activos dentro del STN.	Permitir la incorporación eficiente de <b>compensadores síncronos como parte de la infraestructura de transmisión</b> , cuando constituyan la solución óptima para requerimientos del sistema.	Ajustar el marco regulatorio, incluyendo el aplicable al segmento de <b>transmisión</b> , para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» habilitar la inclusión de compensadores síncronos como <b>Unidades Constructivas (UC)</b> o activos equivalentes dentro del STN;</li> <li>» permitir que los <b>transmisores desarrollen, adquieran y operen estos activos;</b></li> <li>» definir <b>criterios de planeación</b> que identifiquen <b>cuándo estos activos son más eficientes que alternativas de red;</b></li> <li>» establecer <b>mecanismos de remuneración</b> vía cargos por uso del sistema, cuando aplique.</li> </ul>	CREG
4	Alta penetración de generación basada en inversores sin reconocimiento explícito de los atributos sistémicos necesarios (inercia, corriente de cortocircuito, control de tensión)	Garantizar estabilidad del sistema y provisión de servicios complementarios en un sistema con mayor participación renovable	Establecer <b>señales regulatorias claras, criterios técnicos homogéneos y esquemas de remuneración</b> que reconozcan el valor sistémico de activos como compensadores síncronos, inversores grid-forming, STATCOM y almacenamiento	CREG
5	Falta de definición sobre cómo incorporar y remunerar activos complementarios a plantas FNCER	Permitir que proyectos renovables puedan ofrecer atributos equivalentes a plantas convencionales para su selección en el despacho con atributos	Definir mecanismos de inclusión y remuneración de activos complementarios: (i) como parte del parque generador, vía precio de oferta en contratos tipo PPA; o (ii) vía el cargo T de transmisión, como cargo fijo a la demanda.	CREG
6	Ausencia de identificación explícita de requerimientos de estabilidad y fortaleza del sistema en la planeación.	Asegurar que las necesidades de estabilidad (inercia, control de tensión, <i>system strength</i> ) sean identificadas oportunamente y se traduzcan en señales claras de inversión.	Fortalecer los procesos de planeación para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar <b>análisis específicos de estabilidad</b> angular, de tensión y de cortocircuito en distintos nodos del sistema;</li> <li>» identificar <b>zonas críticas donde se requieran compensadores síncronos</b> u otras soluciones;</li> <li>» traducir estos <b>requerimientos en convocatorias o mecanismos de asignación</b> específicos;</li> <li>» articular estos resultados con la <b>regulación de servicios complementarios y confiabilidad.</b></li> </ul>	UPME / CREG
7	Riesgo de adopción de soluciones de almacenamiento sin evaluación comparativa con alternativas estructurales más eficientes.	Asegurar <b>decisiones costo-eficientes</b> en la provisión de flexibilidad y estabilidad del sistema, evitando traslados innecesarios de costos a la demanda.	Establecer lineamientos regulatorios que: <ul style="list-style-type: none"> <li>» exijan <b>evaluaciones comparativas</b> entre compensadores síncronos, gestión hídrica, reconversión de activos, almacenamiento y otras alternativas;</li> <li>» reconozcan el <b>potencial del sistema hidroeléctrico como fuente de flexibilidad ("batería natural")</b>;</li> <li>» prioricen soluciones que <b>minimicen costos sistémicos</b> de largo plazo;</li> <li>» condicionen la incorporación de almacenamiento a <b>señales claras de necesidad del sistema</b> (incluyendo consideraciones específicas sobre el cómo y el cuándo).</li> </ul>	CREG

8	Provisión implícita y no remunerada de atributos de estabilidad del sistema.	Establecer un marco explícito para la provisión, asignación y remuneración de atributos de estabilidad, que garantice condiciones seguras de operación en sistemas con alta penetración de recursos basados en inversores (IBR).	Diseñar e implementar un esquema regulatorio que: <ul style="list-style-type: none"> <li>» identifique de manera explícita los <b>atributos de estabilidad requeridos por el sistema</b> (inercia, soporte de tensión, fortaleza de red, respuesta ante fallas, entre otros);</li> <li>» defina <b>obligaciones de desempeño y/o requerimientos mínimos</b> por <b>zona o nodo</b>;</li> <li>» establezca <b>mecanismos de asignación eficientes</b> (contratación centralizada, mercados o esquemas híbridos);</li> <li>» habilite la <b>participación de múltiples tecnologías</b> (compensadores síncronos, inversores <i>grid-forming</i>, dispositivos FACTS, generación existente reconvertida, entre otros);</li> <li>» garantice <b>remuneración explícita basada en el valor sistémico</b> de estos atributos.</li> </ul>	CREG / UPME / XM
---	--	--	--	------------------



## Línea estratégica 4:

**Contratación de largo plazo y subastas para FNCER**

Principales normas a ajustar, modificar, complementar o reemplazar:

✓ Resolución MME 40178 de 2026

No.	Barrera	Objetivo del cambio	Cambio requerido	Actor clave
1	Marco normativo y prácticas de mercado en materia de contratación no adaptados a las características de las FNCER (diseñados para tecnologías térmicas e hidráulicas que no ofrece condiciones reales de competencia).	Facilitar la contratación de largo plazo de FNCER mediante esquemas estables, competitivos y bancables que reduzcan la incertidumbre para los inversionistas.	Actualizar el marco normativo (e incentivar las prácticas voluntarias de mercado) para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» habilitar <b>mecanismos de contratación específicos para FNCER</b>, diferenciados de los esquemas tradicionales;</li> <li>» establecer reglas de participación claras, transparentes y predecibles;</li> <li>» promover <b>contratos de largo plazo que reduzcan riesgos de mercado y faciliten el financiamiento</b>;</li> <li>» desarrollar y reglamentar plenamente disposiciones existentes (como el <b>Artículo 296 de la Ley 1955</b>) para viabilizar estos mecanismos.</li> </ul>	MME / CREG
2	Alta incertidumbre regulatoria y comercial que afecta la recuperación de inversiones en FNCER	Reducir riesgos para inversionistas y facilitar financiamiento	Diseñar contratos de energía a largo plazo con compromisos de pago por generación o esquemas de pago fijo que compensen diferencias entre precio de bolsa y precio pactado	CREG
3	Ambigüedad normativa que permite que mecanismos de contratación de largo plazo no se orienten exclusivamente a FNCER	Garantizar cumplimiento del mandato legal de promoción de FNCER	Establecer explícitamente que los mecanismos de contratación de largo plazo estén dirigidos exclusivamente a proyectos FNCER en cumplimiento del Art. 296 de la Ley 1955	MME
4	Carácter no vinculante de los objetivos regulatorios ("procurar") que debilita la exigibilidad	Asegurar efectividad jurídica de los mecanismos	Sustituir formulaciones aspiracionales por obligaciones vinculantes ("garantizar" o "asegurar") e incorporar referencias explícitas a obligaciones legales ambientales y sociales	MME

5	Esquemas contractuales rígidos que no reflejan la variabilidad de las FNCER (v.g., contratos "pague lo contratado").	Permitir la participación efectiva de FNCER mediante contratos que reconozcan su perfil de generación y reduzcan riesgos de incumplimiento.	Ajustar los esquemas contractuales existentes (y fomentar nuevos, mandatorios o voluntarios) para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» habilitar <b>contratos tipo "pague lo generado" o "pague lo producido"</b>, acordes con la naturaleza variable del recurso;</li> <li>» complementar estos esquemas con <b>mecanismos de mitigación de riesgo</b> para los agentes (fondos de garantía, cuentas de reserva u otros instrumentos);</li> <li>» equilibrar la asignación de riesgos entre generadores y compradores, fortaleciendo la <b>bancabilidad de los proyectos</b>;</li> <li>» permitir estructuras contractuales más flexibles que reflejen perfiles estacionales de generación.</li> </ul>	CREG
6	Requerimientos de perfil horario que transforman contratos financieros en físicos y afectan la bancabilidad	Preservar viabilidad financiera de los proyectos	Eliminar o flexibilizar obligaciones horarias rígidas y permitir estimaciones de energía verificadas periódicamente	CREG
7	Obligaciones horarias que inducen desbalances y exposición a precios de corto plazo	Reducir costos de capital y riesgos innecesarios	Diseñar contratos basados en volúmenes agregados (anuales o mensuales) que gestionen la variabilidad a nivel del sistema	CREG
8	Productos contractuales diseñados para generación continua (ej. "producto plano")	Alinear los productos con las características técnicas de FNCER	Revisar y priorizar productos específicamente estructurados para tecnologías solares y eólicas	MME / CREG
9	Contradicción entre objetivos de bancabilidad y diseño de productos contractuales	Facilitar acceso a financiamiento	Ajustar esquemas contractuales para reflejar atributos técnicos y económicos de FNCER	MME / CREG
10	Exigencias contractuales que pueden obligar a incorporar almacenamiento innecesario	Evitar incremento de CAPEX no justificado	Permitir alternativas contractuales que integren FNCER sin requerir almacenamiento como condición implícita	CREG
11	Riesgo de discrecionalidad en pliegos y bases elaborados por el subastador	Garantizar transparencia y seguridad jurídica	Definir criterios, límites y parámetros claros para los pliegos y el procedimiento de "no objeción" del MME	MME
12	Falta de articulación entre contratación y planeación del sistema	Asegurar expansión eficiente y coherente	Definir la demanda objetivo conforme a planes de la UPME, con posible desagregación por tecnología, recurso o región	MME / UPME
13	Ausencia de vínculo explícito con los planes de expansión indicativos	Garantizar diversificación tecnológica y seguridad de abastecimiento	Incorporar rol más proactivo de la UPME en informar y orientar los procesos de contratación	MME / UPME
14	Falta de señales de localización en los mecanismos de contratación de energía, para aliviar restricciones de red	Orientar el desarrollo de proyectos hacia zonas que <b>maximicen el beneficio sistémico</b> y reduzcan restricciones de red.	Diseñar mecanismos de contratación (precedidos de una adecuada planificación, con criterios similares) que: <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporen <b>diferenciación geográfica</b> (por región, nodo o área eléctrica);</li> <li>» se articulen con la <b>planeación de expansión</b> de generación y transmisión;</li> <li>» prioricen <b>zonas con alto potencial de recurso y capacidad de evacuación</b> disponible o planificada;</li> <li>» envíen <b>señales eficientes</b> para la localización de nuevos proyectos.</li> </ul>	MME / UPME

15	Diseño de contratos que no incorpora una visión sistémica del funcionamiento del SIN	Promover la integración eficiente de FNCER mediante mecanismos de contratación que reflejen las necesidades operativas y la complementariedad del sistema.	Ajustar el diseño de los mecanismos de contratación para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar <b>criterios sistémicos</b> en la asignación de contratos (complementariedad entre tecnologías, perfiles de generación y demanda);</li> <li>» evitar la exigencia de equilibrio estricto contrato a contrato, permitiendo una <b>gestión más agregada del riesgo</b>;</li> <li>» promover <b>combinaciones eficientes de recursos</b> (FNCER, hidráulica, almacenamiento, demanda);</li> <li>» asegurar <b>coherencia entre contratación, operación del sistema y planificación de largo plazo</b>.</li> </ul>	MME / CREG / UPME / XM
16	Inconsistencia entre objetivos regulatorios y modalidades contractuales permitidas	Promover participación efectiva de tecnologías variables	Incorporar explícitamente modalidades contractuales "pague lo generado" dentro de las opciones admisibles	CREG
17	Falta de estabilidad contractual para inversiones intensivas en capital	Impulsar transición energética mediante señales de largo plazo	Crear mecanismos estables, bancables y diferenciados para contratación renovable, incluyendo posibles sandboxes regulatorios para probar nuevos modelos	MME / CREG



## Línea estratégica 5:

**Ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho**

Principales normas a ajustar, modificar, complementar o reemplazar:

- ✓ Resolución CREG 024 de 1995 (teniendo en cuenta sus resoluciones modificatorias)
- ✓ Resolución CREG 025 de 1995
- ✓ Resolución CREG 060 de 2019
- ✓ Acuerdo CNO 1830 de 2024

No.	Barrera	Objetivo del cambio	Cambio requerido	Actor clave
1	Reglas de despacho que no reflejan plenamente la naturaleza de costo variable de las FNCER.	Asegurar un despacho económicamente eficiente y consistente con la naturaleza de las tecnologías renovables, evitando distorsiones en el orden de mérito.	Ajustar las reglas del mercado de corto plazo para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» reconocer explícitamente el <b>costo variable cercano a cero</b> de las FNCER en el despacho;</li> <li>» garantizar su <b>participación prioritaria</b> bajo condiciones de seguridad del sistema;</li> <li>» evitar restricciones implícitas o explícitas que <b>desplacen generación renovable sin justificación técnica</b>;</li> <li>» asegurar <b>consistencia entre señales de despacho y objetivos de política energética</b>.</li> </ul>	MME / CREG / XM
2	Despacho basado en <b>ofertas individuales</b> que no optimiza el uso del recurso hídrico a nivel sistémico.	Optimizar el uso del agua como recurso estratégico para la flexibilidad del sistema, especialmente en contextos de alta penetración de FNCER.	Evaluar y ajustar el esquema de despacho para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar <b>señales que reflejen el valor sistémico del agua</b> en el tiempo;</li> <li>» alinear <b>incentivos de los generadores</b> con el óptimo del sistema;</li> <li>» considerar <b>esquemas de optimización centralizada</b> o <b>mecanismos híbridos</b> que mejoren la coordinación;</li> <li>» integrar estos ajustes con los <b>requerimientos de flexibilidad</b> derivados de la variabilidad de las FNCER.</li> </ul>	CREG / UPME / XM

3	Falta de mecanismos transparentes y no discriminatorios para la gestión de excedentes y vertimientos de generación renovable.	Gestionar de manera eficiente y equitativa situaciones de sobreoferta, minimizando pérdidas económicas y señales ineficientes para la inversión.	<p>Definir <b>procedimientos regulatorios claros para la gestión de vertimientos</b>, que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» establezcan criterios objetivos, verificables y no discriminatorios entre agentes;</li> <li>» definan reglas explícitas de asignación de restricciones dentro de una misma tecnología;</li> <li>» prioricen soluciones de mínimo costo sistémico;</li> <li>» generen señales económicas adecuadas sobre localización y flexibilidad;</li> <li>» permitan trazabilidad y transparencia en la aplicación de restricciones operativas.</li> </ul>	CREG / XM
4	Costos variables de generación que no internalizan adecuadamente costos reales y externalidades.	Asegurar que el despacho refleje el costo económico y ambiental real de las tecnologías, evitando distorsiones en el mercado.	<p>Ajustar la regulación en materia de formación de costos variables, para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar de manera consistente <b>costos</b> asociados a combustibles, restricciones externas y usos alternativos;</li> <li>» reflejar <b>explícitamente instrumentos como el impuesto al carbono</b> dentro del costo de despacho;</li> <li>» evitar <b>tratamientos preferenciales que distorsionen</b> el orden de mérito;</li> <li>» alinear <b>señales del mercado eléctrico con objetivos de eficiencia económica y descarbonización</b>.</li> </ul>	MME / CREG
5	Uso limitado y no vinculante de pronósticos de generación renovable en la programación y operación del sistema.	Mejorar la eficiencia y confiabilidad operativa del sistema mediante la anticipación de la variabilidad de las FNCER, optimizando el uso de recursos flexibles existentes.	<p>Actualizar el marco regulatorio para integrar, de manera obligatoria y sistemática, los <b>pronósticos de generación renovable en la operación del sistema</b>, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» la <b>incorporación de pronósticos</b> horarios, diarios e intradiarios en la programación del despacho;</li> <li>» la <b>definición de estándares mínimos</b> de calidad, actualización y trazabilidad de los pronósticos;</li> <li>» la <b>implementación de procesos de redespacho intradiario</b> que permitan ajustar la operación en función de desviaciones;</li> <li>» la <b>asignación de responsabilidades claras entre agentes y operador del sistema</b> sobre la provisión y uso de la información;</li> <li>» el <b>aprovechamiento explícito de la flexibilidad del parque hidroeléctrico</b> para gestionar desviaciones de corto plazo;</li> <li>» la <b>introducción progresiva de incentivos y/o señales económicas</b> asociadas al desempeño de los pronósticos.</li> </ul>	MME / CREG / UPME / XM
6	Esquemas de programación y despacho con limitada frecuencia de actualización, que no permiten gestionar de forma eficiente la variabilidad de corto plazo de las FNCER.	Aumentar la flexibilidad operativa del sistema en horizontes cercanos al tiempo real.	Implementar esquemas de despacho y redespacho más frecuentes (intradiarios o en tiempo cercano al real), que permitan ajustar la operación del sistema frente a cambios en pronósticos y condiciones reales.	CREG / XM

7	Diseño de servicios complementarios que no diferencia adecuadamente entre requerimientos de regulación ascendente y descendente.	Permitir la participación eficiente y tecnológicamente neutral de distintos recursos en la provisión de servicios complementarios, aprovechando sus capacidades específicas y fortaleciendo la operación del sistema.	<p>Diseñar un marco regulatorio completo de <b>servicios complementarios</b>, que refleje la naturaleza diferenciada de las necesidades operativas del sistema, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» la creación de <b>productos separados</b> para regulación ascendente y descendente, así como otros servicios (frecuencia, control de voltaje, rampas, etc.);</li> <li>» la <b>habilitación de la participación de FNCER</b>, almacenamiento, demanda flexible y recursos híbridos según sus capacidades técnicas;</li> <li>» el <b>reconocimiento explícito del rol de la generación hidroeléctrica como recurso clave de flexibilidad y balance</b>;</li> <li>» la definición de <b>requisitos de desempeño</b> diferenciados por tipo de servicio, evitando barreras implícitas a nuevas tecnologías;</li> <li>» la implementación de <b>esquemas de asignación y remuneración</b> que reflejen el valor real de cada servicio para el sistema.</li> </ul>	CREG / XM
8	Operación de recursos hidroeléctricos basada principalmente en criterios energéticos y comerciales, sin reflejar plenamente su valor como activos de flexibilidad y estabilidad del sistema.	Aprovechar la <b>capacidad de respuesta rápida y flexibilidad de la generación hidroeléctrica</b> para facilitar la integración de FNCER y asegurar condiciones de operación seguras y eficientes.	<p>Ajustar las reglas de despacho y operación del sistema para incorporar explícitamente el <b>valor sistémico de la generación hidroeléctrica como activo de flexibilidad y estabilidad</b>, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» la integración de <b>criterios de flexibilidad, rampas, control de frecuencia y soporte dinámico</b> dentro de la optimización operativa;</li> <li>» la <b>alineación entre señales económicas y necesidades del sistema</b>, evitando decisiones basadas exclusivamente en estrategias comerciales individuales;</li> <li>» la coordinación explícita entre <b>generación hidroeléctrica y recursos basados en inversores (IBR)</b> para la gestión de variabilidad; y</li> <li>» la articulación de estos ajustes con los <b>mercados de SSCC y los mecanismos de confiabilidad</b>.</li> </ul>	MME / CREG / XM
9	Gestión descentralizada del recurso hídrico basada en decisiones comerciales individuales, que no refleja el óptimo sistémico en el uso del agua.	Optimizar el uso del recurso hídrico para maximizar la eficiencia económica, la confiabilidad del sistema y la integración de FNCER.	<p>Modernizar el diseño del mercado de corto plazo y las reglas de despacho para una gestión óptima del recurso hídrico, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>» alinear la <b>operación de los embalses</b> con <b>criterios de optimización sistémica</b> de corto y largo plazo;</li> <li>» incorporar señales que reflejen el <b>valor intertemporal del agua</b> en contextos de alta variabilidad renovable;</li> <li>» reducir la <b>dependencia de decisiones basadas exclusivamente en expectativas comerciales individuales</b>;</li> <li>» evaluar mecanismos de coordinación centralizada o esquemas híbridos en la gestión del recurso hídrico, distinguiendo explícitamente entre enfoques <i>"price-based"</i>, como el vigente en Colombia, y enfoques <i>"cost-based"</i>, como los implementados en Brasil y Uruguay;</li> <li>» asegurar <b>consistencia entre el uso del agua, la integración de FNCER y la minimización de costos del sistema</b>; y</li> <li>» tomar como referencia experiencias regionales donde el <b>despacho integra explícitamente la optimización del recurso hídrico</b> en función de las condiciones del sistema, adaptando estos enfoques al contexto colombiano.</li> </ul>	MME / CREG

10	Incentivos regulatorios que permiten comportamientos estratégicos en la operación y oferta de recursos hidroeléctricos.	Alinear el comportamiento de los agentes con el óptimo del sistema, garantizando un uso eficiente, transparente y verificable del recurso hídrico.	Fortalecer las facultades del <b>operador del sistema (XM)</b> y los mecanismos regulatorios para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» verificar la <b>disponibilidad real del recurso hídrico</b> y las <b>condiciones operativas</b> de los embalses;</li> <li>» asegurar la <b>trazabilidad y consistencia de los parámetros técnicos</b> utilizados en las ofertas;</li> <li>» establecer reglas que <b>limiten desviaciones</b> entre condiciones declaradas y operación efectiva;</li> <li>» incorporar <b>mecanismos de monitoreo, auditoría</b> y, cuando aplique, <b>sanción</b> frente a comportamientos no alineados con la operación eficiente del sistema;</li> <li>» reducir la posibilidad de que decisiones comerciales individuales <b>distorsionen el despacho y el uso óptimo del recurso</b>;</li> <li>» avanzar hacia esquemas donde la información y operación del recurso hídrico permitan <b>una mejor coordinación sistémica</b>.</li> </ul>	MME / CREG / XM
11	Sobrecostos y riesgos de confiabilidad derivados de decisiones descentralizadas de operación hidráulica	Reducir costos estructurales y fortalecer la seguridad energética	Implementar un esquema de <b>coordinación centralizada del despacho hidráulico</b> que permita al operador (XM) definir la utilización óptima de embalses bajo criterios de costo, confiabilidad y restricciones hidrológicas, con reglas claras de responsabilidad sobre la gestión del recurso y salvaguardas para evitar riesgos de desabastecimiento.	CREG / XM
12	Cobro de desviaciones a plantas FNCER desde el inicio de operación comercial, con impactos financieros significativos (hasta 30% de ingresos)	Mitigar el estrés financiero y facilitar recuperación de inversión en FNCER	Establecer un período de adaptación durante el inicio de operación comercial en el cual no se cobren desviaciones.	CREG
13	Elevados errores de pronóstico en plantas solares del trópico colombiano	Permitir ajuste progresivo de modelos de pronóstico	Implementar esquemas transitorios que permitan ajustar modelos operativos antes de aplicar plenamente el régimen de desviaciones.	CREG
14	Exposición financiera por desviaciones cuando los errores son técnicamente difíciles de reducir	Reducir riesgos financieros asociados a la variabilidad	Permitir alternativas como pago adicional por responsabilidad comercial de AGC proporcional a la desviación o pago asociado a disponibilidad de SSCC que cubran dichas desviaciones.	CREG
15	Esquema de AGC y mercados de balance con baja transparencia y limitada diferenciación de productos.	Modernizar el mercado de SSCC y balance para mejorar la eficiencia operativa, la transparencia y la participación de nuevas tecnologías.	Rediseñar el <b>esquema de AGC</b> y los <b>mercados de balance</b> para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» aumentar la transparencia en la formación de precios, asignación y activación de recursos;</li> <li>» separar <b>productos de regulación ascendente y descendente</b>, así como diferenciar entre reservas para operación normal y contingencias;</li> <li>» incorporar <b>mecanismos de asignación</b> en horizontes cercanos al tiempo real (diario e intradiario);</li> <li>» habilitar la <b>participación de IBR</b>, almacenamiento y demanda flexible bajo criterios de desempeño;</li> <li>» definir reglas claras de activación, liquidación y verificación de los servicios prestados;</li> <li>» alinear estos mercados con las <b>necesidades de operación en sistemas con alta penetración de FNCER</b>.</li> </ul>	CREG
16	Compensación del costo real del AGC mediante reconciliaciones negativas que pueden ocultar ineficiencias	Hacer explícitos los costos reales del servicio	Evaluar un cambio estructural en la forma en que los costos del AGC se trasladan a los usuarios	CREG

17	Definición de requisitos para la prestación de SSCC basada principalmente en criterios operativos internos, con limitada transparencia y apertura a competencia.	Promover la competencia y participación tecnológicamente neutral en los SSCC, asegurando que los requisitos reflejen necesidades reales del sistema.	Fortalecer el proceso de <b>definición de requisitos técnicos para SSCC</b> mediante: <ul style="list-style-type: none"> <li>» la realización periódica de <b>estudios técnicos independientes</b> que identifiquen las necesidades reales del sistema;</li> <li>» la revisión y actualización de los <b>requisitos de habilitación</b> con base en evidencia técnica y no únicamente en práctica operativa histórica;</li> <li>» la introducción de <b>procesos transparentes y consultivos</b> para la definición de estos requisitos;</li> <li>» la eliminación de <b>barreras implícitas</b> que limiten la <b>participación de nuevas tecnologías</b> (FNCER, almacenamiento, demanda flexible, IBR);</li> <li>» la alineación de los <b>requisitos técnicos con el diseño de mercados de SSCC y señales económicas eficientes</b>.</li> </ul>	CREG
18	Requisitos que históricamente han habilitado principalmente a plantas hidráulicas para prestar AGC	Permitir mayor competencia y participación tecnológica en SSCC	Revisar requisitos técnicos para prestación de AGC establecidos en acuerdos del CNO, evaluando si han sido excesivamente restrictivos	CREG
19	Falta de incorporación progresiva de exigencias técnicas según nivel de penetración renovable	Permitir integración ordenada y costo-eficiente de FNCER	Establecer implementación escalonada de requisitos técnicos y operativos según umbrales de penetración de FNCER (<20%, 20–50%, >50%), incluyendo diferenciación de servicios, requisitos de desempeño y adaptación progresiva de la operación del sistema.	CREG / CNO
20	Código de Redes y reglamentos operativos no plenamente adaptados a las características y requerimientos de los IBR.	Garantizar condiciones adecuadas de estabilidad, seguridad y desempeño del sistema en escenarios de alta penetración de recursos basados en inversores.	Actualizar y modernizar el Código de Redes y los reglamentos operativos, para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» definir <b>requisitos técnicos explícitos y diferenciados para IBR</b>, incluyendo soporte de frecuencia, control de tensión/reactivos, respuesta ante fallas (<i>fault ride-through</i>) y capacidades <i>grid-forming</i> cuando sea necesario;</li> <li>» implementar mecanismos de monitoreo y verificación continua del desempeño durante la operación;</li> <li>» asegurar la coherencia entre estos requisitos y los mercados de SSCC y de balance;</li> <li>» adoptar un enfoque dinámico de actualización regulatoria que permita ajustar los estándares conforme evoluciona la penetración tecnológica y las necesidades del sistema.</li> </ul>	CREG / CNO
21	Esquema de despacho orientado principalmente a la minimización del costo energético, sin incorporar de manera explícita atributos de confiabilidad, flexibilidad y estabilidad del sistema.	Evolucionar hacia un esquema de operación que optimice simultáneamente el costo del sistema y la provisión de servicios necesarios para garantizar su operación segura y confiable.	Ajustar el <b>modelo de despacho y las reglas de operación</b> para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» incorporar explícitamente en la <b>optimización del sistema</b> atributos como flexibilidad, capacidad de rampa, soporte de frecuencia y control de tensión;</li> <li>» articular el despacho de energía con los mercados de SSCC y de balance;</li> <li>» reflejar en las <b>decisiones operativas</b> el <b>valor sistémico de recursos que aportan estabilidad, más allá de su costo energético</b>;</li> <li>» evitar soluciones de mínimo costo de corto plazo que <b>incrementen riesgos operativos o costos en horizontes posteriores</b>;</li> <li>» avanzar hacia esquemas de co-optimización o coordinación explícita entre energía y SSCC.</li> </ul>	CREG / XM

22	SSCC diseñados y asignados de forma que favorecen la participación de generación convencional, limitando la entrada de nuevas tecnologías	Fomentar la competencia tecnológica en la provisión de SSCC, asegurando soluciones costo-eficientes y adecuadas a las necesidades del sistema.	Reformar el acceso y diseño de los SSCC, para: <ul style="list-style-type: none"> <li>» eliminar <b>barreras técnicas, regulatorias y operativas</b> que restringen la participación de recursos IBR, almacenamiento y demanda flexible;</li> <li>» establecer criterios de habilitación basados en <b>desempeño y no en tipo de tecnología</b>;</li> <li>» permitir la participación de <b>recursos individuales o agregados</b> que puedan cumplir con los requisitos del servicio;</li> <li>» asegurar que la asignación y remuneración de estos servicios refleje el <b>valor aportado al sistema</b>;</li> <li>» promover un entorno competitivo que incentive la <b>innovación y reduzca costos en la provisión de flexibilidad y estabilidad</b>.</li> </ul>	CREG
23	Ausencia de señales regulatorias claras para tecnologías <i>grid-forming</i> en escenarios de baja inercia síncrona	Mantener estabilidad dinámica del sistema	Definir criterios para la adopción de <b>capacidades grid-forming en plantas IBR</b> , aplicados de manera selectiva en <b>nodos críticos según necesidades del sistema</b> , con requisitos de desempeño, interoperabilidad y verificación técnica.	CREG
24	Marco regulatorio puede quedar rezagado frente a evolución tecnológica acelerada	Garantizar actualización permanente del marco técnico-regulatorio	Establecer un mecanismo periódico de actualización regulatoria y operativa (cada 2–3 años) que incorpore aprendizajes internacionales y resultados del sistema, incluyendo la revisión de requisitos técnicos IBR y la adaptación de la operación de recursos convencionales flexibles, <b>en particular la generación hidráulica</b> .	CREG
25	Ausencia de lineamientos específicos para la provisión de regulación primaria de frecuencia por plantas IBR.	Garantizar respuesta efectiva de frecuencia en sistemas con creciente participación de IBR.	Actualizar las disposiciones sobre regulación de frecuencia para <b>requerir que plantas IBR implementen controles equivalentes a RPF</b> , con parámetros declarados, trazables y verificables (banda muerta, estatismo o equivalentes), respaldados por pruebas de cumplimiento.	CREG / XM
26	Ausencia de criterios regulatorios explícitos para preservar la fortaleza de red en escenarios de alta penetración IBR.	Garantizar estabilidad eléctrica y desempeño adecuado de protecciones.	Incorporar en el <i>Código de Redes</i> (Res. 025/95) el principio de <b>no degradación de la fortaleza de red</b> , exigiendo que nuevas conexiones IBR no deterioren niveles de cortocircuito, estabilidad de tensión ni desempeño de protecciones, junto con requisitos avanzados de modelación y validación (EMT, HIL u otros) en proyectos críticos.	CREG / XM / CNO




Foto: © Gianta Asparagus - Pexels

# 6

## **Cambios de planeación requeridos: Hacia una planeación proactiva y una expansión óptima del sistema eléctrico**

---

La transformación del sistema eléctrico colombiano exige un cambio estructural en la forma en que se concibe y ejerce la planeación sectorial. Aunque el país cuenta con una institucionalidad sólida en cabeza de la UPME, en la práctica la planeación ha operado principalmente como un ejercicio indicativo: construye escenarios y define trayectorias de referencia, pero sin asegurar que dichas señales se traduzcan de manera efectiva en decisiones regulatorias, mecanismos de mercado o ejecución de proyectos. En un contexto de aceleración en la incorporación de FNCER, esta brecha entre planeación y materialización se convierte en una restricción crítica. A lo anterior se suma la necesidad de que las decisiones de planeación se fundamenten, de manera sistemática, en **estudios técnicos rigurosos** y en la **evaluación integral de escenarios de largo plazo**, considerando que las inversiones del sector eléctrico tienen horizontes de maduración extensos y efectos que perduran por décadas.

El desafío no es únicamente técnico, sino institucional: se requiere transitar hacia una planeación más proactiva, con capacidad efectiva de incidir en el mercado y orientar decisiones de inversión. Esto implica fortalecer el rol de la UPME, no solo como generador de escenarios, sino como articulador de una visión de sistema que se refleje explícitamente en instrumentos regulatorios, procesos de asignación de derechos y señales económicas. Sin este alineamiento, incluso los escenarios más ambiciosos (como aquellos que contemplan una alta penetración de FNCER, almacenamiento y retiro progresivo de generación térmica intensiva en emisiones) permanecen como ejercicios analíticos sin capacidad real de transformación. La experiencia reciente muestra que, aun con metas ambiciosas de incorporación de FNCER, su materialización depende críticamente de la existencia de señales económicas, condiciones habilitantes y una **planeación que anticipe integralmente los requerimientos del sistema**.

En este contexto, la planeación debe evolucionar desde un enfoque tecnológicamente neutral en sentido pasivo hacia un **enfoque estratégicamente orientado**, en el que se **prioricen explícitamente trayectorias, localizaciones y combinaciones de recursos** consistentes con los objetivos de seguridad energética, eficiencia económica y sostenibilidad. Esto incluye, por ejemplo, la identificación y desarrollo de polos de generación renovable (entendidos como zonas con alto potencial de recurso donde se concentra el desarrollo de proyectos), acompañados de la expansión anticipada de la red de transmisión para evitar cuellos de botella, reconociendo que el costo y la viabilidad de estos proyectos dependen críticamente de su localización relativa frente a la red y a los centros de consumo, así como la incorporación oportuna de recursos de flexibilidad y respaldo (v.g., compensadores síncronos).

Un elemento central de esta transformación es la **ampliación del objeto de la planeación**. Tradicionalmente, la expansión del sistema se ha modelado en términos de capacidad instalada y producción energética. Sin embargo, en sistemas con alta penetración de generación basada en inversores (IBR), esta aproximación resulta incompleta. La planeación debe incorporar explícitamente los atributos que garantizan la operabilidad del sistema, tales como flexibilidad, capacidad de rampa, inercia, control de tensión, fortaleza de red (*system strength*) y provisión de servicios complementarios. La experiencia internacional muestra que, a medida que aumenta la participación de generación basada en inversores, estos atributos dejan de ser un subproducto de la generación síncrona y pasan a requerir decisiones explícitas de diseño, localización e inversión, que deben estar precedidas de una planeación proactiva, ambiciosa y concienzuda.

Este cambio implica, entonces, pasar de una lógica de planeación basada en tecnologías a una lógica basada en necesidades del sistema y servicios requeridos, en la que diferentes recursos (v.g., generación, almacenamiento, demanda flexible o soluciones de red como compensadores síncronos) puedan competir para proveer dichos atributos de manera costo-efectiva. En esta línea, resulta fundamental **ajustar los criterios de expansión para reflejar el valor de la flexibilidad y la estabilidad**, incorporando variables como capacidad de rampa, aporte de potencia reactiva, desempeño en condiciones de baja fortaleza de red y ubicación relativa frente a centros de consumo o congestión. Asimismo, resulta clave incorporar explícitamente, en los modelos de planeación, las restricciones de la red y las condiciones específicas de los nodos de conexión, evitando aproximaciones simplificadas que no reflejan adecuadamente las limitaciones físicas del sistema. Asimismo, se requiere desarrollar métricas e indicadores (como índices de flexibilidad o requerimientos mínimos de respaldo por MW renovable) que permitan internalizar estas necesidades en los procesos de planeación.

En este sentido, la planeación debe incorporar de manera explícita una evaluación de costo total del sistema, incluyendo no solo CAPEX y OPEX, sino también costos asociados a restricciones operativas, necesidades de servicios de estabilidad y riesgos de confiabilidad.

Asimismo, la planeación debe integrar explícitamente la **expansión de infraestructura con una visión de flexibilidad**. Esto implica: (i) fortalecer las redes de transmisión hacia regiones con alto potencial renovable, evitando restricciones que limiten el transporte de energía; (ii) planificar de manera coordinada la expansión de la generación y la transmisión, asegurando que el desarrollo de nueva capacidad renovable esté acompañado oportunamente por infraestructura de red suficiente y evitando desalineamientos que generen vertimientos o subutilización de activos; (iii) entender las tecnologías de almacenamiento como un paquete de servicios que pueden ofrecer a la red, cuya incorporación eficiente se dará cuando el costo de prestar el servicio requerido sea competitivo, evitando sobrecostos asociados a remunerar una tecnología en lugar del servicio que el sistema necesita; y (iv) garantizar un sistema con suficiente oferta de energía, operable y predecible, entendida no como el aporte aislado de recursos individuales sino como el **funcionamiento complementario de los recursos en su conjunto**, aprovechando en particular la capacidad de la generación hidroeléctrica para respaldar y complementar la variabilidad de las FNCER. En este contexto, resulta necesario revisar los criterios de reserva del sistema, reconociendo la variabilidad e incertidumbre asociada a las FNCER.

En este proceso, resulta igualmente clave incorporar de manera sistemática escenarios críticos (como condiciones hidrológicas adversas, tipo El Niño) en la evaluación de suficiencia energética y confiabilidad, definiendo medidas de preparación y gestión de riesgos. La experiencia internacional resalta que retrasos en la expansión de redes o en la adopción de medidas de integración pueden comprometer la disponibilidad efectiva de energía, lo que refuerza la necesidad de una planeación anticipatoria y más proactiva.

Finalmente, la planeación debe consolidarse como un **eje articulador entre política pública, regulación y mercado**. Esto implica que sus resultados se traduzcan en decisiones concretas, tales como el diseño de subastas, la definición de criterios de conexión, la priorización de proyectos (por tecnología y nodos o regiones) y la estructuración de señales económicas coherentes.

En este contexto, la planeación proactiva no constituye una línea de acción aislada, sino el eje articulador que da coherencia al conjunto de transformaciones planteadas en este documento. En particular, las definiciones de expansión y localización de recursos condicionan directamente la evolución del esquema de confiabilidad, al determinar la **combinación óptima entre generación variable y recursos de respaldo**. De igual forma, la **identificación anticipada** de necesidades de flexibilidad, estabilidad y fortaleza de red se traduce en requerimientos concretos para el desarrollo de mercados de SSCC y en la incorporación progresiva de capacidades tecnológicas en recursos basados en inversores. Asimismo, la planeación es el espacio natural para evaluar, de manera comparativa, la conveniencia de soluciones como compensadores síncronos, reconversión de activos existentes o almacenamiento, bajo un enfoque de costo total del sistema. Finalmente, en escenarios de alta penetración de FNCER, la planeación debe anticipar y orientar la adaptación operativa de recursos estratégicos como la generación hidroeléctrica, asegurando su contribución efectiva a la estabilidad del sistema. De esta manera, las distintas líneas estratégicas encuentran en la planeación un marco integrador que, de ser bien ejercida, permitirá alinear decisiones, reducir riesgos de coordinación y garantizar una transición energética ordenada, eficiente y confiable.

Foto: © Lorna Pauli - Pexels



7

## Coherencia sistémica de las reformas identificadas

---

Las reformas propuestas en este documento en materia regulatoria, de planeación y de diseño de mercado no constituyen intervenciones aisladas, sino los componentes de una arquitectura integrada orientada a transformar el funcionamiento del sistema eléctrico. Su coherencia radica en que actúan sobre fallas complementarias: la regulación define incentivos y responsabilidades, el mercado materializa señales económicas y la planeación orienta las decisiones de inversión y expansión en el tiempo. Sin alineación entre estos tres niveles, cualquier ajuste parcial pierde efectividad o genera nuevas distorsiones.

En este contexto, uno de los elementos centrales que articula esta arquitectura es el reconocimiento de que la transición energética (y concretamente, la transformación del sector eléctrico) no puede abordarse únicamente como un problema de sustitución de energía, sino como un **proceso de transformación integral de los atributos físicos que sostienen la operación del sistema**. A medida que aumenta la participación de generación basada en inversores (v.g., solar y eólica), la confiabilidad deja de ser un subproducto implícito de la generación síncrona y pasa a depender de la provisión explícita de servicios como inercia, control de frecuencia, soporte de tensión y fortaleza de red. Esto implica que tanto la regulación como el mercado y la planeación deben evolucionar hacia un enfoque consistente de **“energía más atributos”**, en el que dichos servicios sean reconocidos, exigidos y valorizados de manera explícita.

Los cambios regulatorios propuestos en este documento responden precisamente a esta necesidad, al corregir sesgos estructurales que favorecen tecnologías tradicionales independientemente de su contribución real a la confiabilidad o a la flexibilidad del sistema. Al redefinir obligaciones, criterios de participación y mecanismos de remuneración, se busca que todos los recursos (convencionales, renovables, almacenamiento o demanda gestionable, entre otros) compitan bajo reglas consistentes con sus atributos técnicos. Esto no solo reduce distorsiones y evita pagos implícitos o duplicados, sino que habilita la entrada eficiente de nuevas tecnologías capaces de aportar valor sistémico.

Por su parte, los **ajustes al mercado de corto plazo y a los mecanismos de despacho** permiten que estas señales regulatorias se traduzcan en decisiones operativas coherentes con las necesidades del sistema. La evolución hacia esquemas que internalicen la variabilidad, la incertidumbre y el valor de los servicios complementarios (incluyendo la optimización del uso del recurso hídrico, el tratamiento adecuado de desviaciones y el desarrollo de mercados específicos) es condición necesaria para que la **operación refleje el costo real de mantener la confiabilidad en un sistema cada vez más complejo**.

La planeación, finalmente, cumple un rol estructural al anticipar estas necesidades y orientar la expansión hacia configuraciones consistentes con un sistema descarbonizado, pero operativamente seguro. Al incorporar explícitamente atributos como flexibilidad, resiliencia, estabilidad y coordinación entre generación y transmisión, permite evitar que decisiones eficientes en el corto plazo generen costos sistémicos en el largo plazo. En particular, la experiencia internacional muestra que la incorporación temprana y escalonada de requerimientos técnicos y soluciones de soporte (como compensadores síncronos, almacenamiento o capacidades avanzadas de control) reduce el costo total del sistema frente a esquemas reactivos de intervención.

La coherencia sistémica de las reformas radica, por tanto, en su capacidad de alinear estos tres niveles bajo una misma lógica: **que las necesidades físicas del sistema se traduzcan en señales económicas consistentes, y que estas, a su vez, orienten decisiones de inversión eficientes**. Esto implica también fortalecer la coordinación entre planeación, regulación y operación, de manera que la experiencia operativa retroalimente continuamente el marco normativo y permita ajustes oportunos frente a nuevas condiciones del sistema.

En conjunto, esta arquitectura permite avanzar hacia un sistema eléctrico que no depende de configuraciones tecnológicas específicas para garantizar su confiabilidad, sino de su capacidad de integrar de manera eficiente una diversidad de recursos. La complementariedad entre generación hidráulica, renovables variables, almacenamiento, recursos térmicos de respaldo y servicios de flexibilidad deja de ser una condición deseable para convertirse en el eje central de la seguridad energética futura.

En conjunto, esta arquitectura permite avanzar hacia un sistema eléctrico cuya confiabilidad no depende de la dominancia de una tecnología particular, sino de la adecuada configuración de portafolios de recursos complementarios. En este sentido, la evidencia técnica disponible (incluyendo un ejercicio concreto de expansión óptima, desarrollado específicamente para el caso colombiano<sup>27</sup>) muestra que una configuración basada en la complementariedad entre generación hidráulica, solar y eólica (acompañada de una participación acotada de generación térmica de respaldo y de una gestión distinta, optimizada y más activa del recurso hídrico) constituye una solución óptima desde una perspectiva técnico-económica y de costo total del sistema. Estos resultados se encuentran documentados en los estudios de expansión correspondientes, donde se detalla la modelación y validación de dicha trayectoria. No obstante, el rol del diseño institucional no es fijar *ex ante* un *mix* o combinación única, sino asegurar que **las señales de planeación, regulación y mercado permitan identificar y materializar de manera eficiente este tipo de configuraciones óptimas**. Así, la complementariedad entre distintos tipos de recursos (en particular entre generación renovable variable, generación gestionable y otras soluciones de flexibilidad) deja de ser una condición deseable para convertirse en un principio estructural de la seguridad energética futura.

---

27 Estudio técnico de Asociación Ivy, "IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica", 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

## 8. Conclusiones

El análisis desarrollado en este documento permite llegar a una conclusión central: las limitaciones actuales para el despliegue de FNCER en Colombia no responden a una restricción de recursos, de viabilidad técnica ni de costo, sino a desalineaciones en el marco regulatorio, de mercado y de planeación que impiden materializar, de manera eficiente y efectiva, una trayectoria de expansión que ya ha sido identificada como óptima desde el punto de vista técnico.<sup>28</sup>

Esto implica que el desafío que enfrenta el país no es definir si avanzar o no en la transición energética, incluyendo la transformación del sector eléctrico, sino cómo ajustar oportunamente las reglas del sistema para que dicha transición efectivamente ocurra, de manera ordenada, eficiente, segura y sustentable.

En este contexto, uno de los cambios más relevantes es de carácter conceptual: la confiabilidad del sistema deja de estar asociada a tecnologías específicas y pasa a depender de la capacidad del sistema de garantizar, de manera explícita, los atributos técnicos que permiten su operación segura. Este cambio, ya evidente en sistemas con alta penetración de generación basada en inversores, exige una evolución deliberada de la regulación, el mercado y la planeación, que hoy no se encuentra plenamente incorporada en el marco vigente en Colombia.

La evidencia disponible muestra que Colombia parte de una posición particularmente favorable para gestionar esta transformación.<sup>29/30/31</sup> La complementariedad entre recursos hidráulicos, solares y eólicos no solo es una característica del sistema, sino una ventaja estructural que permite alcanzar configuraciones eficientes en términos de costo y confiabilidad. Sin embargo, esta ventaja no se materializa automáticamente: depende de que el marco regulatorio y el diseño del despacho permitan coordinar inversión, operación y expansión de manera consistente con esa lógica de complementariedad.

En este sentido, lo que está en juego no es únicamente la velocidad de incorporación de nuevas tecnologías (v.g., FNCER y compensadores síncronos), sino la eficiencia y el costo total de la trayectoria de transición. La ausencia de ajustes oportunos puede traducirse en decisiones de inversión subóptimas, uso ineficiente de la infraestructura existente, mayores costos operativos y la necesidad de introducir correcciones más costosas en el futuro.

Por el contrario, una actualización oportuna y coherente del marco regulatorio, de mercado y de planeación permitirá alinear incentivos, reducir incertidumbre y facilitar que el sistema evolucione hacia configuraciones más eficientes. Esto no solo habilita una mayor penetración de FNCER, sino que contribuye a preservar la seguridad energética y la sostenibilidad económica del sistema en el largo plazo.

28 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

29 Estudio técnico de Asociación Ivy, “IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica”, 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.

30 Estudio del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y Universidad de los Andes de Bogotá (Uniandes), “Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro”. Disponible en: <https://energia.isci.cl/proyectos/expansion-operacion-analisis-seguridad-estabilidad-sistema-electrico-colombiano-futuro>.

31 Reporte de Asociación IVY y POLEN Transiciones Justas, Transición Energética Justa en Colombia — Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia, 21 de octubre de 2025. Disponible en: <https://fundacionivy.org/wp-content/uploads/2025/10/INFORME-COLOMBIA-IVY-POLEN-REV12-21-10-2025-1.pdf>.

Así, más que promover tecnologías específicas, el reto de política pública consiste en crear las condiciones para que el sistema pueda identificar y materializar, de manera eficiente, las combinaciones de recursos que mejor respondan a sus necesidades técnicas y económicas en cada etapa de su evolución.

Finalmente, este documento constituye un insumo para la toma de decisiones (de política pública y normativas) en un momento clave para el sector eléctrico colombiano. A partir de los cambios identificados como necesarios, un desarrollo posterior de este informe profundizará en las rutas de implementación, considerando las competencias y responsabilidades de las distintas autoridades, con el fin de traducir este diagnóstico en acciones concretas que permitan avanzar, de manera ordenada, en la transformación del sistema eléctrico colombiano.

## 9. Referencias

- » ADME – Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay (varios años). Informes de operación del sistema eléctrico uruguayo.
- » ANDRITZ (2025). Synchronous Condensers. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/synchronous-condenser/>
- » Asociación IVY (2025). IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.
- » Asociación IVY & POLEN Transiciones Justas (2025). Transición Energética Justa en Colombia — Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia. Disponible en: <https://fundacionivy.org/wp-content/uploads/2025/10/INFORME-COLOMBIA-IVY-POLEN-REV12-21-10-2025-1.pdf>
- » Australian Energy Market Commission (2017). Managing power system fault levels: Final determination (ERC0211). Sydney.
- » Australian Energy Market Operator (2020). System strength in the NEM explained. AEMO.
- » Australian Energy Market Operator (2023). Inertia in the NEM explained. Melbourne: AEMO.
- » Australian Energy Market Operator (2024). 2024 System Strength Report (Final). AEMO.
- » Australian Energy Regulator (2024). The Efficient Management of System Strength Framework: Guidance Note.
- » Behrooz Bahrani, M. R.-A. (2024). Grid-Forming Inverter-Based Resource Research Landscape: Understanding the Key Assets for Renewable-Rich Power Systems. IEEE Power and Energy Magazine.
- » Carvajal Quintero, S., López García, D., Arango Manrique, A., Marín Jiménez, J., & Arango Lemoine, C. (2023). Servicios complementarios en la transición energética. Editorial Universidad Nacional de Colombia.
- » CIGRE (2022). Guide on the assessment, specification and design of synchronous condenser for power system with predominance of low or zero inertia generators.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1995). Resolución CREG 025 de 1995: Código de Redes (Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional). Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2001). Resolución CREG 023 de 2001: Disposiciones aplicables al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2006). Resolución CREG 071 de 2006: Metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2010). Arranque autónomo en el Sistema Nacional Interconectado: Propuesta de reglamentación (Circular CREG 087-2010, Anexo 3). Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2019). Resolución CREG 060 de 2019: Modificaciones y adiciones transitorias para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2019). Resolución CREG 098 de 2019: Mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) en el SIN. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2023). Resolución CREG 101 006 de 2023: Metodología para determinar la ENFICC de plantas eólicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2023). Resolución CREG 101 007 de 2023: Metodología para determinar la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Documento CREG 901 208 de 2025: Análisis y justificación de actualización de requisitos para plantas solares FV y eólicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Documento CREG 901 209 de 2025: Identificación de lineamientos iniciales de fortaleza de red. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Proyecto de Resolución CREG 701 098 de 2025: Ajustes a requisitos de conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Proyecto de Resolución CREG 701 099 de 2025: Disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C.: CREG.

- » Consejo Nacional de Operación (CNO) (2022). Circular 96: Ruta publicación guías de restablecimiento (en XM).
- » Consejo Nacional de Operación (CNO) (2024). Acuerdo 1830 de 2024: Procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.
- » Coordinador Eléctrico Nacional (Chile) (2023). Licitación Servicios Complementarios: Control de Tensión (condensadores síncronos).
- » Denholm, P. (2020). Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin. National Renewable Energy Laboratory.
- » Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (2020). Pronósticos de generación eólica y solar fotovoltaica en América Latina.
- » EirGrid & SONI (2022). DS3 System Services Tariffs Recommendations Paper.
- » EirGrid & SONI (2024). DS3 System Services Tariffs Rate Review: Recommendations Paper. SEM Committee.
- » Electric Reliability Council of Texas (2018). Inertia: Basic Concepts and Impacts on the ERCOT Grid.
- » ENTSO-E (2019). Short circuit contribution of new generating units connected with power electronics and protection behaviour.
- » ENTSO-E (2020). Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) (Version 17).
- » European Commission (2016). Commission Regulation (EU) 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (RfG).
- » European Commission (2017). Commission Regulation (EU) 2017/2196 establishing a network code on electricity emergency and restoration.
- » Federal Energy Regulatory Commission (2025). Order No. 909: Ride-Through for Inverter-Based Resources (Final Rule).
- » GE (2018). Static Var Compensator Solutions (brochure).
- » Glover, J. D. (2017). Power System Analysis and Design (6ª ed.). Cengage Learning.
- » IEA (s.f.). Renewable integration.
- » IEEE (2006). IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.
- » Ingram, M., Mahmud, R., & Narang, D. (2021). Background Information on the Power Quality Requirements in IEEE Std 1547-2018. National Renewable Energy Laboratory.
- » Institute of Electrical and Electronics Engineers (2019). IEEE Std 1159-2019: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.
- » Institute of Electrical and Electronics Engineers (2022). IEEE Std 2800-2022: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs).
- » Institute of Electrical and Electronics Engineers (2022). IEEE Std 519-2022: IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- » International Electrotechnical Commission (2025). IEC 61000-4-30:2025: Power quality measurement methods.
- » International Energy Agency (2019). Increasing system flexibility and the value of variable renewables on the grid.
- » International Energy Agency (2024). Integrating Solar and Wind: Global experience and emerging challenges.
- » International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019). Demand-side flexibility for power sector transformation.
- » International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019). Innovation landscape brief: Innovative ancillary services.
- » International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019). Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables.
- » Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) & Universidad de los Andes (Uniandes) (s.f.). Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro. Disponible en: <https://energia.isci.cl/proyectos/expansion-operacion-analisis-seguridad-estabilidad-sistema-electrico-colombiano-futuro>.
- » Jain, H., Seo, G.-S., Lockhart, E., Gevorgian, V., & Kroposki, B. (2020). Blackstart of Power Grids with Inverter-Based Resources. National Renewable Energy Laboratory.
- » Kroposki, B. (2017). Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems. National Renewable Energy Laboratory.
- » Lammert, G. et al. (2017). Modelling and dynamic performance of inverter based generation in power system transmission and distribution studies. CIGRE / CIRED.
- » Ministerio de Minas y Energía (Colombia) (2025). Resolución 40245 de 2025: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038.
- » Ministerio de Minas y Energía (2026). Balance Renovable 2026: Informe Energías Renovables en Colombia.

- » National Energy System Operator (2023). Operability Strategy Report 2023.
- » National Grid Electricity System Operator (2021). NOA Stability Pathfinder Phase 3: Tender Overview Document.
- » NERC (2023). Inverter-Based Resource Performance Issues Report: Findings from the Level 2 Alert.
- » North American Electric Reliability Corporation (2013). EOP-005-3: System Restoration from Blackstart Resources.
- » North American Electric Reliability Corporation (2020). Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs.
- » NREL (2024). Introduction to Grid Forming Inverters: A Key to Transforming our Power Grid.
- » Pham, A., Cole, W., & Gagnon, P. (2024). Average and Marginal Capacity Credit Values of Renewable Energy and Battery Storage in the United States Power System. National Renewable Energy Laboratory.
- » PJM Interconnection, L.L.C. (2021). Effective Load Carrying Capability (ELCC) Report.
- » Power System Stability and Control (1994). McGraw-Hill.
- » SER Colombia (2022). Análisis bajo contexto internacional sobre los servicios complementarios y la participación de las FNCER en el Mercado Eléctrico Colombiano.
- » Short-Circuits in AC and DC Systems: ANSI, IEEE, and IEC Standards (2017). CRC Press.
- » U.S. Department of Energy (2023). Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources (Version 1).
- » Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2020). Plan Energético Nacional 2020–2050: La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.
- » Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2025). Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025-2039.
- » Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2025). Memorias al Congreso 2024-2025.
- » UNIFI Consortium (2024). UNIFI Specifications for Grid-Forming Inverter-Based Resources (Version 2). National Renewable Energy Laboratory.
- » UPME; XM; Universidad de los Andes (2023–2024). Estudio IVY-Polen: Evaluación de la integración de fuentes renovables variables y requerimientos de estabilidad en el sistema eléctrico colombiano.
- » Vega-Araújo, J., Muñoz Cabré, M., & Gil, M. (2025). Energía solar, eólica y comunidades energéticas en Colombia: Panorama 2025. Stockholm Environment Institute.
- » XM (2022). Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones - Trimestre I de 2022.
- » XM (2023). Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones - Trimestre IV de 2022.
- » XM S.A. E.S.P. (2017). Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncrona al SIN (Documento XM CND 2017-048).
- » XM S.A. E.S.P. (2023). Visión prospectiva de la operación: el camino a un sistema más renovable.
- » XM S.A. E.S.P. (2025). Informe de la operación real y esperada del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda (Documento XM-CND-007).
- » XM S.A. E.S.P. (2026). Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Copyright © 2026, el presente documento se pone a disposición del público con fines informativos y de divulgación. Su contenido puede ser citado, compartido o utilizado total o parcialmente, siempre que se reconozca adecuadamente la autoría y no se modifique su significado original.

Para más información  
encuétranos en:

[www.sei.org](http://www.sei.org)

[www.polentj.org](http://www.polentj.org)

[www.fundacionivy.org](http://www.fundacionivy.org)