

Grupo
Energía
Bogotá

130
Años
Mejorando
vidas



Acciones prioritarias
para que el sector energético no se apague
y siga brindando bienestar a los colombianos

04-26

En **Grupo** es *Mejor*

Contenido

Recomendaciones urgentes

8

1.
Ejecutar mecanismos para garantizar la energía firme que cubra la demanda eléctrica del país

11

2.
Aumentar la capacidad de importación y transporte de gas natural que evite el desabastecimiento

15

3.
Garantizar los recursos para la prestación del servicio eléctrico en el Caribe

18

4.
Adoptar medidas de choque que destraben la ejecución de proyectos de infraestructura energética

22

5.
Dar inicio a la modernización del Sistema Interconectado Nacional

25

6.
Corregir las asignaciones regresivas del actual esquema de subsidios e incrementar las contribuciones

Recomendaciones corto plazo

28

7.
Ajustar el mercado de gas natural ante las nuevas realidades de suministro

33

8.
Garantizar la integración de las fuentes renovables intermitentes y la seguridad del sistema

37

9.
Robustecer la institucionalidad del sector

41

10.
Blindar el Gobierno Corporativo de las empresas públicas

Introducción

La seguridad energética constituye un pilar fundamental para el desarrollo económico, la competitividad y el bienestar social del país. En un contexto marcado por el aumento de fuentes de generación variables, crecimiento de la demanda y evolución tecnológica del sector, garantizar un suministro continuo, seguro y de calidad debe ser una prioridad estratégica en Colombia.

En este sentido, desde el Grupo Energía Bogotá ponemos a disposición este documento el cual presenta un conjunto de medidas urgentes y de corto plazo, las cuales, mediante acciones regulatorias, operativas y de planificación, responden a los desafíos actuales y futuros del sector energético.

Las medidas planteadas buscan garantizar la prestación de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, asegurando la oferta suficiente y competitiva, la entrada oportuna de los proyectos de infraestructura, mitigando los riesgos sistémicos y robustecer aspectos institucionales y de mercado.

En el Grupo Energía Bogotá estamos comprometidos a continuar mejorando vidas con energía sostenible y competitiva.



Resumen de recomendaciones urgentes

1. Ejecutar mecanismos para garantizar la energía firme que cubra la demanda eléctrica del país

Garantizar la cobertura de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) a partir de noviembre 2028, ante un déficit proyectado de 154 y 167 GWh/día en 2029 - 2031, equivalente a más del 58% de la demanda eléctrica futura en ausencia de medidas correctivas, mediante:

- Asignar OEF a 408 MW térmicos existentes, aportando 7,1 GWh/día (3% de la demanda) sin nuevas inversiones.
- Desarrollar una reserva estratégica térmica de 730 MW de nueva capacidad, ubicada según necesidades de potencia localizada definidas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para complementar la creciente penetración renovable y garantizar firmeza y respaldo en horas pico.
- Derogar el Decreto Ministerio de Minas y Energía (MME) 1072 de 2025 y las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 101 066 y 101 069 de 2024, puesto que introducen distorsiones en la formación del precio de escasez, restringen la gestión eficiente de los embalses y afectan la contratación bilateral, para así, habilitar que plantas con OEF para 2027 participen en futuras subastas y cubran cerca del 55% de la demanda proyectada. Si bien se destaca que el efecto de estas últimas medidas podría ser mitigado tras la expedición de la Resolución CREG 101 97 de 2026.

2. Aumentar la capacidad de importación y transporte de gas natural que evite el desabastecimiento

Considerar el déficit de oferta nacional de gas natural para desarrollar un marco normativo que incentive y concrete la incorporación de infraestructura de importación de gas natural, nuevas obras de transporte y adoptando un nuevo esquema de remuneración para esta actividad:

- Agilizar la evaluación e incorporación de nuevos proyectos de regasificación mitigando el riesgo de demanda y cambiario del ejecutor y priorizando la gestión de proyectos con posibilidad de puesta en operación en el corto plazo.
- Garantizar que los procesos de evaluación técnica, apertura de convocatoria y aprobación ingresos, de las obras de transporte de gas natural, que ya han sido adoptadas por el MME mediante el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), sean expeditos para que los proyectos inicien su etapa de desarrollo lo antes posible y viabilicen nueva oferta de gas.
- Expedir la resolución de aprobación de cargos presentada por los agentes transportadores a la CREG. En la cual se adopte el esquema de transporte establecido en la Resolución CREG 175 de 2021 (metodología de remuneración de transporte de gas natural) migrando de un esquema de distancia a uno de estampilla que no afecte a los usuarios más alejados de las fuentes de suministro, garantice la competencia de fuentes y elimine los incentivos de acaparamiento de capacidad, y arbitramento de fuentes.

3. Garantizar los recursos para la prestación del servicio eléctrico en el Caribe

Dotar de recursos al Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) (COP 6.29 billones para 2026) para apalancar la operación de Air-e apoyada por un CONPES y por recursos o garantías del MHCP. Establecer un esquema regulatorio que reduzca el riesgo sistémico de cartera asociado a impagos de empresas intervenidas, preservando la estabilidad del mercado y la continuidad del servicio, y definir una solución estructural para el mercado de Aire, incorporando en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo (PND) condiciones diferenciales que atiendan sus particularidades regionales, conduzcan a mejorar el recaudo y reduzcan las pérdidas para asegurar su sostenibilidad.

4. Adoptar medidas de choque que destraben la ejecución de proyectos de infraestructura energética

Reactivar la Comisión Intersectorial de Proyectos Estratégicos (CIPE) para acelerar los proyectos energéticos con retrasos. Expedir una ley marco para proyectos energéticos urgentes que modifique funciones del MME y la UPME para garantizar socialización previa de los Planes de Expansión y Abastecimiento de electricidad y gas natural. Modificar la normativa ambiental vigente para ampliar las actividades enmarcadas en la figura de cambio menor. Ampliar la normativa ambiental para que los proyectos que tengan áreas con intervención previa o de uso sostenible no requieran trámite de sustracción.

5. Dar inicio a la modernización del Sistema Interconectado Nacional

Adoptar como obras urgentes las definidas por la UPME para transmisión de energía eléctrica, estableciendo mecanismos regulatorios para su remuneración y agrupando obras para facilitar convocatorias públicas.

6. Corregir las asignaciones regresivas del actual esquema de subsidios e incrementar las contribuciones

Apropiar en el Presupuesto General de la Nación (PGN) los recursos necesarios para el giro oportuno de subsidios. Implementar el Registro Universal de Ingresos (RUI) y actualizar la metodología de estratificación del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) con base en información de ingresos mejorando la focalización social. Incentivar a los municipios a revisar la estratificación usando la información actualizada del RUI y la metodología renovada del DANE.

Resumen de recomendaciones corto plazo

7. Ajustar el mercado de gas natural ante las nuevas realidades de suministro

Reformar el mercado de gas natural considerando que está reducido a un único agente. Ecopetrol y sus filiales concentran el 80% del mercado, lo que se traduce en un mercado sin competencia con condiciones monopólicas, que, junto con el cambio de los esquemas contractuales ante la incertidumbre de suministro, ha llevado al alza de los precios de molécula de gas natural en más del 150%. En este sentido, es necesario establecer mecanismos para incentivar precios de suministro más competitivos, y se recuperen las reglas de largo plazo en el Mercado Primario.

8. Garantizar la integración de las fuentes renovables intermitentes y la seguridad del sistema

Construir una hoja de ruta en las que se establezcan las acciones para la adaptación a la incorporación de las fuentes variables liderada por el Centro Nacional de Operación (CNO) y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT). Expedir medidas regulatorias para la agregación de Recursos Energéticos Distribuidos (REDs), promover la evolución de los distribuidores hacia Operadores de Sistemas de Distribución (DSOs) e implementar programas de respuesta de demanda. Dotar a la UPME de la capacidad técnica y operativa para revisar las solicitudes de conexión y depurar la capacidad de transporte asignada administrativamente, con el fin de confirmar qué proyectos entrarán en operación.





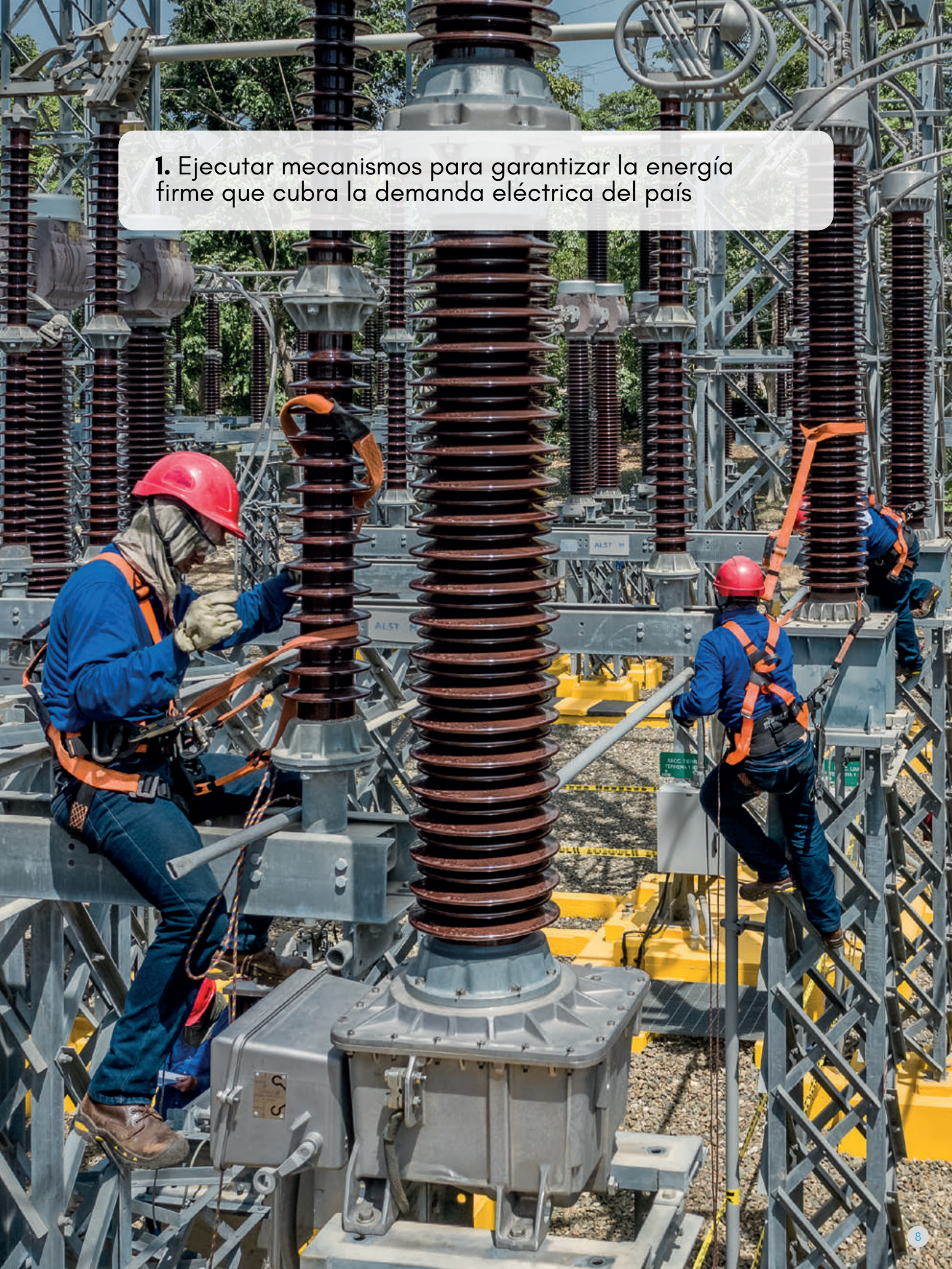
9. Robustecer la institucionalidad del sector

Robustecer la institucionalidad del sector energético es urgente ante la evidente pérdida de rigurosidad técnica e independencia en entidades clave. Se requiere crear en la CREG un órgano colegiado autónomo, de competencia estricta y reglada, que funcione como segunda instancia para resolver controversias y agilizar solicitudes de cargos con tiempos perentorios. También es necesario fortalecer el carácter técnico de la UPME para que opere como un centro estable de planeación y análisis, garantizando la ejecución óptima de sus funciones. A la vez, debe garantizarse la independencia operativa y técnica de XM, cuya operación del sistema y administración del mercado exige blindaje frente a presiones externas.

10. Blindar el Gobierno Corporativo de las empresas públicas

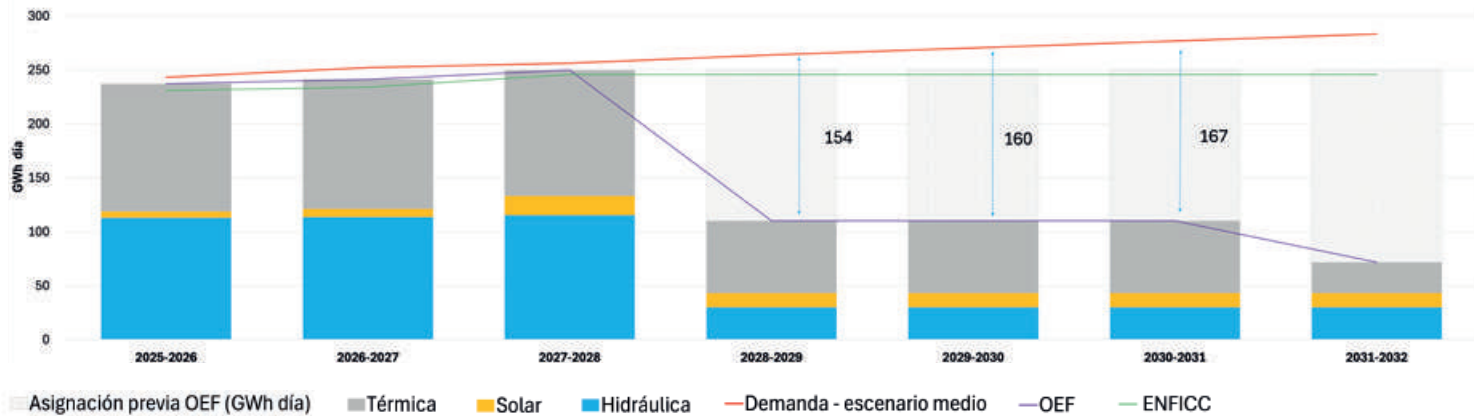
Actualizar el documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) 3851 de 2015 sobre política general de propiedad de empresas del Estado del orden nacional, para incorporar las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) sobre empresas con capital público, promoviendo un direccionamiento estatal efectivo. Establecer mediante decreto medidas obligatorias de gobierno corporativo para las empresas estatales. Establecer un régimen de autorización diferenciado para la celebración de operaciones de crédito público para entidades que cumplan ciertos criterios.

1. Ejecutar mecanismos para garantizar la energía firme que cubra la demanda eléctrica del país



1. Ejecutar mecanismos para garantizar la energía firme que cubra la demanda eléctrica del país

Asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) vigentes



Fuente: Elaboración propia. Información XM.

A partir de noviembre de 2028, se proyecta un déficit de más de 58% (entre 154 y 167 GWh/día) para atender la demanda si no se toman acciones inmediatas. Este déficit compromete la seguridad del suministro eléctrico y hace necesario adoptar medidas oportunas que garanticen la firmeza, el respaldo y la estabilidad del sistema en los próximos años. Para corregirlo se propone:

- Asignar OEF a 408 MW térmicos existentes: Colombia cuenta con 408 MW térmicos instalados (Termoguajira 1 y 2, Termocartagena 1, Termoyopal 1 y 2, y Proeléctrica) que no tienen asignaciones de OEF a partir de 2027. Asignar esta capacidad de manera inmediata dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad garantiza el cubrimiento de cerca de 7,1 GWh/día, equivalentes al 3% de la demanda eléctrica proyectada, fortaleciendo la disponibilidad del sistema en periodos críticos sin requerir nuevas inversiones.

- Desarrollar una reserva estratégica térmica de 730 MW de nueva capacidad orientada a garantizar energía firme y potencia en horas pico, como complemento a la creciente penetración de fuentes renovables variables. Esta capacidad se ubicaría conforme a las necesidades de potencia localizada definidas por la UPME y con prioridad en la asignación de puntos de conexión, asegurando los atributos de firmeza y seguridad del sistema. Esta medida resulta necesaria considerando que las subastas recientes han asignado una proporción significativa de OEF a tecnologías de generación variable, las cuales requieren respaldo para aportar energía firme, con impactos directos sobre la confiabilidad del sistema.
- Derogar el Decreto MME 1072 de 2025, que obliga a que el 95% de la generación de las plantas hídricas se comercialice mediante contratos y las resoluciones CREG 101-066 de 2024 y 101-069 de 2025, que establecen precios de escasez diferenciados por grupos de tecnología. Estas disposiciones desincentivan la participación de los agentes en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, dificultan la gestión eficiente de los embalses y afectan la contratación bilateral, si bien el efecto de estas últimas medidas podría ser mitigado tras la expedición de la Resolución CREG 101 97 de 2026. Su derogatoria permitiría que las plantas con OEF asignadas para 2027 participen en las subastas posteriores, asegurando el cubrimiento de aproximadamente el 55% de la demanda con OEF.

Acciones propuestas

1.1

Habilitar mecanismos expeditos que garanticen la asignación de OEF a centrales térmicas existentes y la construcción de una reserva estratégica térmica de 730 MW nuevos ubicados según las necesidades de potencia localizada definidas por la UPME.

Opción 1.

Crear un producto específico dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad existente que brinde el incentivo suficiente para la instalación y permanencia de las plantas térmicas. Esto implicaría realizar subastas por tecnología o desarrollar una reserva estratégica térmica, considerando las necesidades de potencia localizada que identifique la UPME. La habilitación de este mecanismo requiere la modificación de la Resolución CREG 71 de 2006 sobre metodología de remuneración de cargo por confiabilidad por parte de la CREG.


Opción 2.

Crear un mecanismo de contratación de largo plazo suscrito entre plantas térmicas y la demanda de energía del sistema. Este mecanismo podría ser diseñado por el MME con base en el Decreto MME 1091 de 2025 sobre contratación a largo plazo, y requeriría la expedición de las resoluciones ministeriales que definan sus especificaciones y condiciones de implementación (subastador, garantías, plazos, traslado a tarifa, entre otros). Alternativamente, establecer que dicho mecanismo sea desarrollado por la CREG, de conformidad con las facultades otorgadas en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994.

1.2

Derogar las resoluciones CREG 101 66 de 2024 y 101 69 de 2025, sus modificaciones que definen precios de escasez del Cargo por Confiabilidad y el Decreto MME 1072 de 2025.

Expedir resolución CREG con la derogatoria de las resoluciones CREG 101 66 de 2024 y 101 69 de 2025, sus modificaciones, y decreto del Ministerio de Minas y Energía con la derogatoria del Decreto 1072 de 2025.

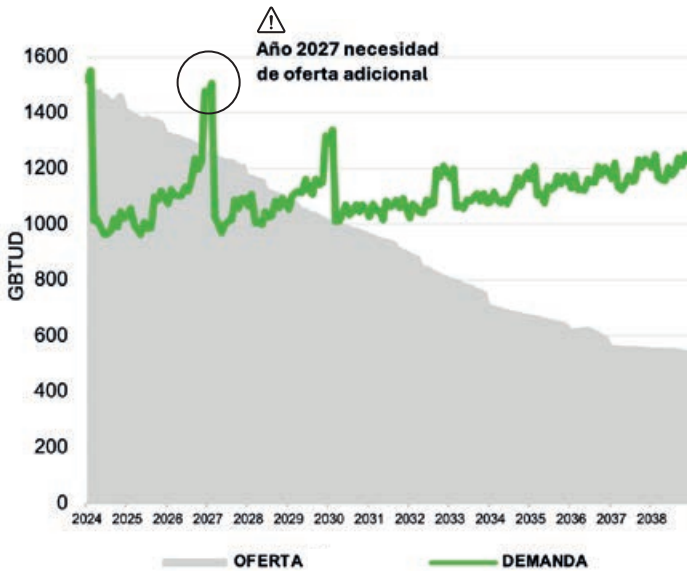
A large white gas pipeline runs through a lush green valley. The pipeline is supported by wooden posts and curves through the landscape. In the background, there are rolling green hills under a dark, overcast sky. The foreground shows some green plants and a wooden fence.

2. Aumentar la capacidad de importación y transporte de gas natural que evite el desabastecimiento

Urgentes

2. Aumentar la capacidad de importación y transporte de gas natural que evite el desabastecimiento

Balance de gas natural

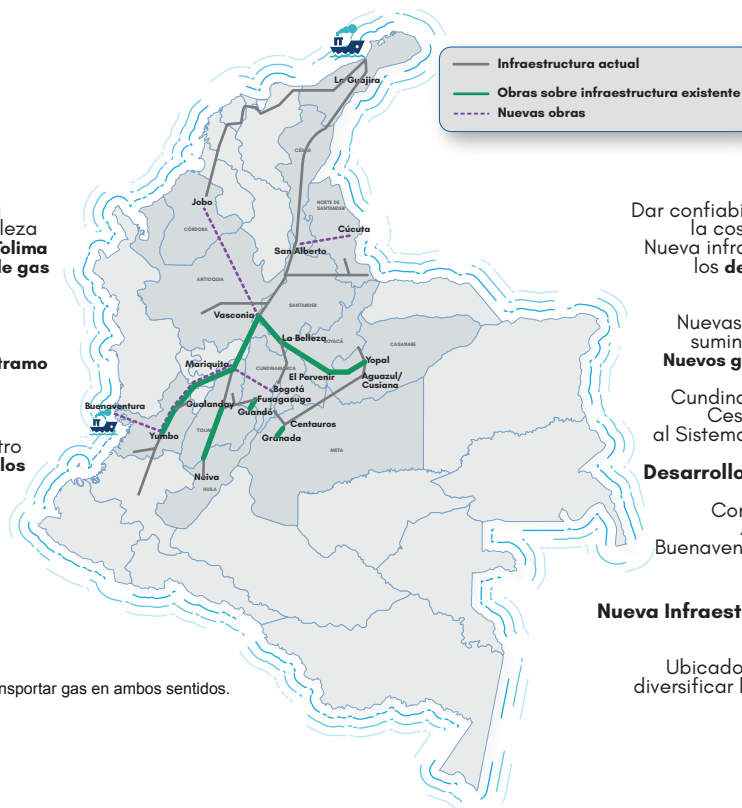


Dado el déficit de oferta nacional de gas natural y el creciente uso de importaciones, así como las limitaciones comerciales y contractuales de la planta SPEC para atender demanda no térmica, se vuelve prioritario poner en operación una segunda planta de regasificación en el muy corto plazo, que pueda iniciar su operación principalmente bajo un esquema regulado y eventualmente como iniciativa privada. Paralelamente, es indispensable modernizar y ampliar los gasoductos troncales prioritarios que permita la incorporación de nuevas fuentes de suministro de gas natural y que se adapte a la evolución de la demanda, a partir del desarrollo de bidireccionalidades en gasoductos existentes y la interconexión costa-interior, para lograr un sistema de transporte más robusto.

Para garantizar la entrada efectiva de estas obras de infraestructura, mitigando el incremento en las tarifas y eliminando las distorsiones del esquema por distancia, hoy responsable de desincentivar la expansión hacia regiones apartadas, se vuelve esencial aplicar la metodología de la Resolución CREG 175 de 2021. Los análisis costo-beneficio proyectan ahorros anuales cercanos a \$700 mil millones, un incremento de demanda de 38,8 GBTUD, y acceso eficiente de nuevas fuentes sin importar su ubicación, y garantiza estabilidad tarifaria para usuarios e ingresos para el transportador.

Obras sobre Infraestructura Existente

- Bidireccionalidad en Vasconia -Mariquita y Vasconia - La Belleza **Proyectos clave en Santander, Tolima y Boyacá para permitir el flujo de gas en ambos sentidos.**
- Ampliación de Capacidad: Conexión Oriente y Llanos **Incremento de transporte en el tramo La Belleza - El Porvenir - Cusiana (Santander, Boyacá, Casanare).**
- Fortalecimiento del Sur y Centro **Ampliaciones de capacidad en los tramos Centauros Granada (Meta), Gualanday-Neiva (Tolima, Huila) y Guando-Fusagasugá (Tolima, Cundinamarca).**



Nuevas Obras de Transporte

- Dar confiabilidad al suministro desde la costa en Magdalena Medio: Nueva infraestructura que atraviesa los **departamentos de Córdoba, Antioquia y Santander.**
- Nuevas conexiones para Brindar suministro en Bogotá y Cúcuta **Nuevos gasoductos para integrar a Bogotá** (desde Tolima y Cundinamarca) y Cúcuta (desde Cesar y Norte de Santander) al Sistema Nacional de Transporte.
- Desarrollo Regional en Casanare y Valle del Cauca** Construcción del gasoducto Aguazul-Yopal y el tramo Buenaventura - Yumbo - Mariquita en el Valle del Cauca.
- Nueva Infraestructura de Importación**
 - Guajira
 - Pacífico (IIGP)
 Ubicados estratégicamente para diversificar las fuentes de suministro.

¹ Capacidad técnica de los gasoductos para transportar gas en ambos sentidos.

Acciones propuestas

2.1

Expedir una reglamentación que flexibilice las reglas de infraestructura de regasificación e importación de iniciativa privada, incorporando principios de acceso abierto, mecanismos de agregación de demanda y remuneración bajo un esquema que mitigue el riesgo de demanda (similar a la remuneración de un IPAT).

Incluir en el Decreto 1073 de 2015 complementado por el Decreto 1467 de 2024, medidas de política pública para viabilizar fuentes costa afuera e importación de gas natural, lineamientos sobre acceso abierto, agregación de demanda, reporte de información y lineamientos para la remuneración eficiente de la infraestructura.

Expedir a través de resolución CREG normativa que establezca la metodología general de remuneración de la actividad de regasificación de GNL. En el caso de proyectos IPAT debe considerar la mitigación del riesgo cambiario.

2.2

Agilizar la evaluación de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), incluidos los de importación, las obras sobre infraestructura existente y los nuevos proyectos de transporte de gas natural, a través de los procesos liderados por la CREG y la UPME.

- Emitir los informes de evaluación de los criterios aplicables a los proyectos de importación e infraestructura de transporte de gas natural presentados, dentro de los plazos establecidos en la Resolución UPME 680 de 2025, y de acuerdo con los lineamientos definidos para los proyectos IPAT.
- Establecer plazos para que la CREG expida el ingreso anual esperado de los proyectos presentados en el marco de la Resolución CREG 102 012 de 2024, que regula los procedimientos para ejecutar proyectos del PAGN, de manera similar a los plazos y al cronograma que la UPME ha definido para la revisión de los criterios de cumplimiento de los proyectos IPAT.
- Establecer, en caso de requerirse una convocatoria centralizada, una resolución general para el desarrollo de infraestructura de importación que regule las garantías, los ingresos de la actividad, los procedimientos de comercialización del gas y los mecanismos necesarios para mitigar los riesgos asociados, asegurando así una adecuada remuneración de la infraestructura.

2.3

Agilizar los procesos de convocatoria frente a los nuevos proyectos de infraestructura.

Definir un mecanismo de obras urgentes similares a los desarrollados en energía eléctrica establecidos en la Resolución MME 90604 de 2014 y la Resolución CREG 093 de 2014, con el fin de avanzar y contar con un mecanismo expedito para la apertura de las convocatorias.

2.4

Aplicar la metodología para agregación de tramos incluida en la metodología de la CREG para la remuneración de transporte de gas natural.

Aplicar al artículo 29 de la Resolución CREG 175 de 2021, donde se habilita la agregación de tramos, para resolver las solicitudes presentadas a la CREG por parte de los agentes transportadores.

2.5

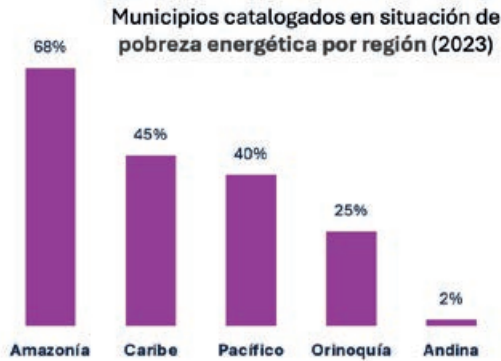
Excluir los gasoductos ramales aislados de la agregación del sistema del interior.

Conforme al artículo 29 de la Resolución CREG 175 de 2021 y la Resolución CREG 126 de 2010, se propone que los gasoductos ramales aislados mantengan el esquema que actualmente aplica, con el fin de evitar incrementos significativos en los cargos de transporte de poblaciones vulnerables.

3. Garantizar los recursos para la prestación del servicio eléctrico en el Caribe

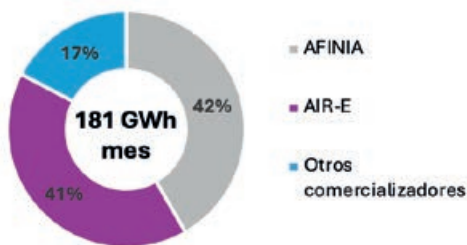


3. Garantizar los recursos para la prestación del servicio eléctrico en el Caribe



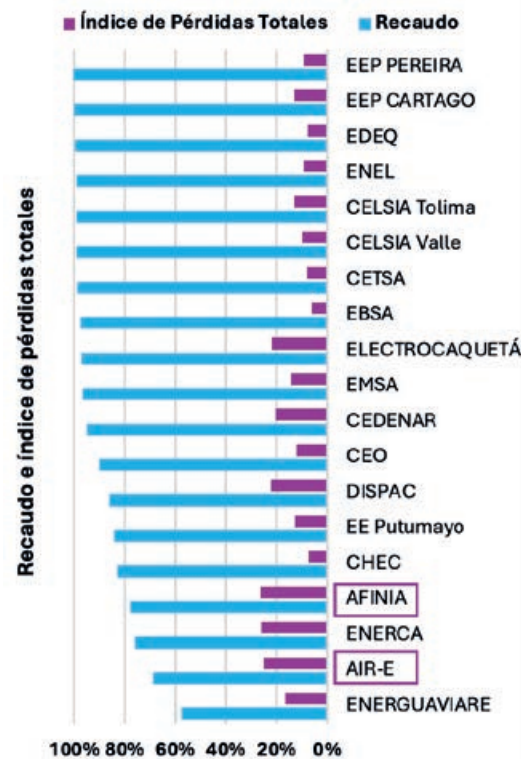
Fuente: Información (Inclusión SAS & Promigas, 2024)

Ventas áreas especiales – GWh (feb 2025)



Fuente: Información (MME, 2025)

En la región Caribe, el 45% de los municipios sufren pobreza energética². Air-e atiende cerca de 1,2 millones de usuarios, el 84% de estratos 1, 2 y 3. Mensualmente, este comercializador recupera únicamente el 70% de su cartera puesta al cobro, siendo los usuarios subnormales (recuperación de cartera puesta al cobro de 1%) y estrato 1 (recuperación de cartera puesta al cobro de 40%) los de menor capacidad de pago³. Además, las pérdidas de energía superan el 25%. Aunque otros comercializadores tienen indicadores similares, ninguno enfrenta conjuntamente la atención de áreas especiales y usuarios en pobreza energética.



Fuente: Información (CREG, 2025), informes de gestión de las empresas

En 2024, Air-e cerró con una pérdida estimada de COP 1.4 billones, proyectándose una pérdida neta de COP 2.5 billones en 2025, y necesidades acumuladas de caja de COP 6.29 billones para finalizar 2026⁴.

Actualmente, la deuda de Air-e con agentes de la cadena de prestación del servicio supera los COP 2,5 billones, que sumada a la inexistencia de mecanismos de cobertura que respalden dichas obligaciones, genera riesgo sistémico para la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. Según la información del MME, los análisis cuantitativos desarrollados por XM demuestran que el incumplimiento del agente intervenido (que cubre alrededor del 12% de la demanda nacional) podría tener la capacidad de afectar financieramente a agentes que representan aproximadamente el 40% de la demanda total del país⁵.

² Inclusión SAS & Promigas, 2024

³ SSPD, 2024

⁴ SSPD, 2025

⁵ (MME, 2026)

Acciones propuestas

3.1

Dotar al Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) con recursos suficientes que permitan apalancar la operación de la empresa (COP 6.29 billones para finalizar 2026), incluyendo estos recursos en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo.

- Tramitar un documento CONPES con el Plan Nacional de Desarrollo que asegure el acompañamiento integral del Estado a los operadores y respalde de manera estructural la operación de la empresa.
- Otorgar los recursos o garantías al Fondo Empresarial por parte del MHCP (Ley 812 de 2003).

3.2

Establecer un esquema regulatorio para mitigar el riesgo sistémico de cartera originado por empresas en intervención en situaciones de impago, previniendo afectaciones financieras a agentes y garantizando la continuidad del servicio a todos los usuarios del país.

Establecer, por parte de la CREG, un mecanismo de recaudo vía tarifa destinado específicamente a reconocer los costos en los que han incurrido los agentes generadores y transmisores para preservar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico frente al deterioro financiero del mercado.

3.3

Definir la solución estructural para el mercado de Aire

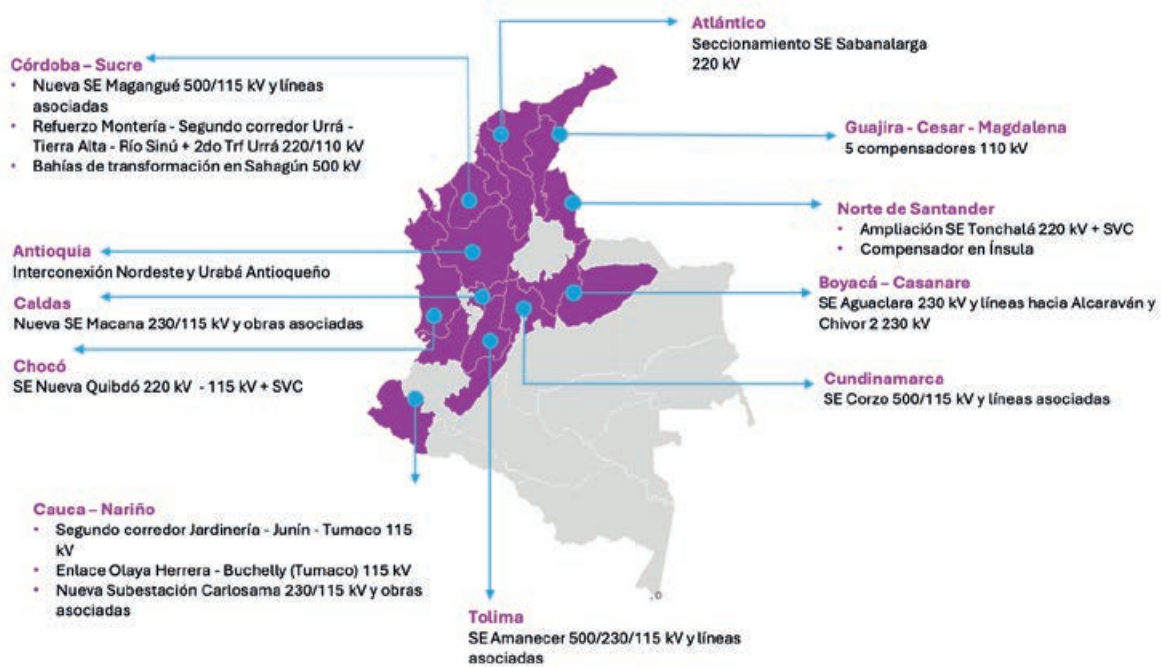
Incluir en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo condiciones diferenciales para la operación y reestructuración del mercado, que promuevan una reestructuración empresarial considerando las particularidades socioeconómicas regionales, tales como atención en áreas especiales, departamentos con mejores índices de recaudo y mejores condiciones económicas y garantice la disminución de pérdidas en el sistema y mejoras en el índice de recaudo.



4. Adoptar medidas de choque que destraben la ejecución de proyectos de infraestructura energética

4. Adoptar medidas de choque que destraben la ejecución de proyectos de infraestructura energética

Obras misión transmisión adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía



Fuente: Elaboración propia. Información (UPME, 2025)

Información sobre retrasos en la entrada de los nuevos proyectos de generación y transmisión

Capacidad de proyectos FNCER 2025-2026 en trámite por entidad



Fuente: (SER Colombia, 2025)

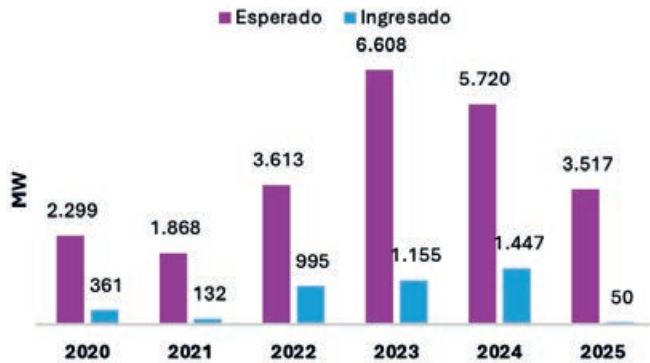
Número de proyectos de convocatorias STN retrasados por tipo de trámite*



Basado en el seguimiento a la ejecución de 19 Convocatorias públicas del STN. Segundo trimestre 2025

Fuente: Elaboración propia. Información (UPME, 2025)

Retrasos en la entrada de nuevas plantas de generación



Fuente: (XM, 2025)

Solo el 18% de la potencia proyectada (MW) se ha incorporado en los últimos años. El 55% de los proyectos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) presenta retrasos respecto a la fecha original de puesta en operación. Los retrasos pueden ser de hasta 13 años en el STN y hasta 11 años en el STR ⁶.

143 proyectos de generación están supeditados a obras de expansión de transmisión (10.2 GW). 16 proyectos con obligaciones que aportan al sistema 2,5 GW dependen de proyectos de transmisión que han retrasado sus fechas de puesta en operación. De los 388 proyectos con capacidad de transporte asignada, el 61% depende de la ejecución de obras de expansión en la red ⁷.

Retrasos en la entrada de proyectos del STN y STR



Fuente: (XM, 2025)

Para el año 2052 la capacidad actual de transmisión deberá incrementarse entre 2 y 5 veces para satisfacer la demanda de electricidad del país. Por esta razón, una vez se hayan ejecutado y adoptado los proyectos urgentes prioritarios, será imprescindible implementar medidas que mitiguen los retrasos frecuentes en la construcción de infraestructura energética, garantizando así la entrada en operación oportuna de los proyectos necesarios para cumplir con estas metas de expansión ⁸.

⁶ XM, 2025

⁷ (CREG, 2025)

⁸ (UPME, 2023)

Acciones propuestas

4.1

Expedir una directiva presidencial que convoque a la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE).

Expedir en el primer mes del nuevo gobierno una Directiva Presidencial que convoque de manera quincenal, durante un periodo inicial de seis meses, a la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE), con una agenda que priorice los proyectos energéticos en ejecución de mayor impacto y retraso.

4.2

Expedir ley marco para proyectos energéticos urgentes y modificación de funciones del Ministerio de Minas y Energía y la UPME para garantizar socialización previa de los Planes de Expansión y Abastecimiento de electricidad y gas natural.

Tramitar un proyecto de ley para el desarrollo acelerado de infraestructura energética que modifique las Leyes 56 de 1981, 2099 de 2021 y 99 de 1993 de manera que, por defecto, todos los proyectos de los Planes de Expansión de Generación-Transmisión y de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME sean Declarados de Utilidad Pública e Interés Social (DUPIS), con plenos efectos prediales, y de priorización y diferenciación previa de impactos para los trámites de licencia ambiental y se garantice una evaluación de impactos diferenciada.

Expedir la modificación de los Decretos 381 de 2012, 1073 de 2015 y 2121 de 2023 incluyendo en las funciones de la UPME y del MME, la socialización institucional y coordinada en los territorios de los proyectos de los Planes de Expansión y Abastecimiento de electricidad y gas natural. Esto como requisito previo a su ejecución.

4.3

Modificar la normativa ambiental vigente para ampliar las actividades enmarcadas en la figura de cambio menor.

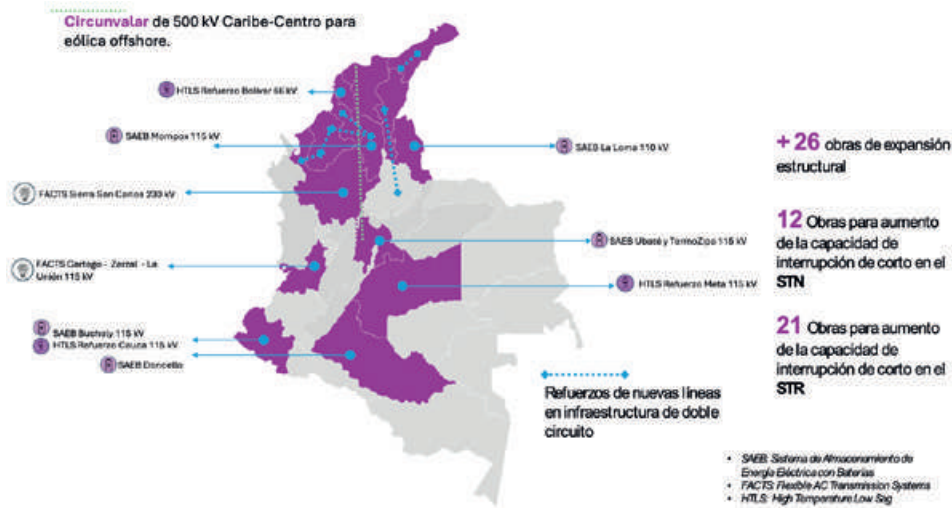
Expedir la modificación de la Resolución MADS 859 de 2022, ampliando el alcance del uso de cambios menores consideradas como de "impacto ambiental adicional menor" y que se requieran para la implementación de proyectos de transición energética justa, entre estos: mejoramiento de infraestructura, ampliación de capacidad operativa, construcción de torres. La resolución establecerá las actividades así consideradas. En todo caso, este listado no sería excluyente, para otras actividades se aplicaría el procedimiento establecido en el Decreto 1076 de 2015, sobre consulta de cambio menor.



5. Dar inicio a la modernización del Sistema Interconectado Nacional

5. Dar inicio a la modernización del Sistema Interconectado Nacional

Portafolio Estratégico de Obras para la modernización del Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Elaboración propia. UPME, 2025 (UPME, 2024)

En el marco de la Misión Transmisión, la UPME definió un conjunto de proyectos prioritarios que deben desarrollarse en el corto, mediano y largo plazo para asegurar la expansión oportuna del sistema. La implementación de estas obras es indispensable para enfrentar los retos de la

transición energética, fortalecer la seguridad operativa y responder al crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en el país. Sin embargo, no todas las obras clasificadas como urgentes por la UPME han sido adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Acciones propuestas

5.1

Adoptar como obras urgentes las identificadas por UPME y definir los mecanismos regulatorios para su remuneración.

- Expedir la Resolución del MME con la adopción de obras identificadas por la UPME como urgentes.
- Ajustar el catálogo de unidades constructivas establecido en el Capítulo III de la Resolución CREG 11 de 2009, para habilitar la remuneración de repotenciones en las subestaciones críticas que permitan reducir el agotamiento de la capacidad de interrupción del Sistema de Transmisión Nacional.
- Que la CREG expida la regulación que defina los mecanismos de remuneración para incorporar los sistemas de almacenamiento como activo de red y como elemento para mitigar la variabilidad e intermitencia de las FNCER.

5.2

Agrupar obras STN/STR para la adjudicación de convocatorias públicas.

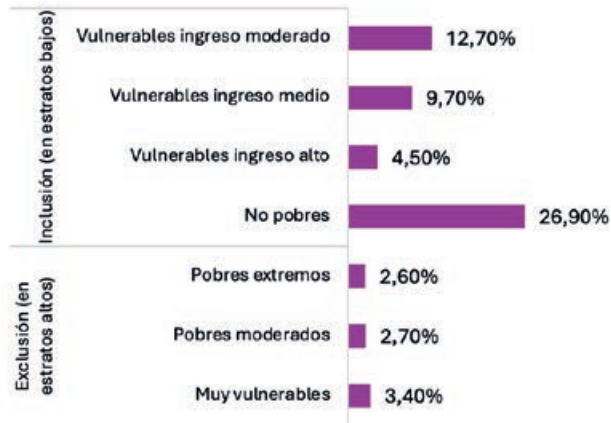
Expedir una resolución CREG que habilite la agrupación de obras del STN y el STR en la que se establezcan los procedimientos y condiciones requeridas para adelantar este mecanismo que conduzca a la adjudicación de las obras a un inversionista. El artículo 40 de la Ley 2099 de 2021 habilita la participación de los transmisores nacionales en la ejecución de obras del STR convocadas por la UPME.



6. Corregir las asignaciones regresivas del actual esquema de subsidios e incrementar las contribuciones



6. Corregir las asignaciones regresivas del actual esquema de subsidios e incrementar las contribuciones



Errores de inclusión y exclusión en el esquema de subsidios y contribuciones. 2021 - Suscriptores residenciales por estrato.

De los 13,3 millones de hogares ubicados en estratos 1, 2 y 3, los errores de inclusión alcanzan el 53,7%

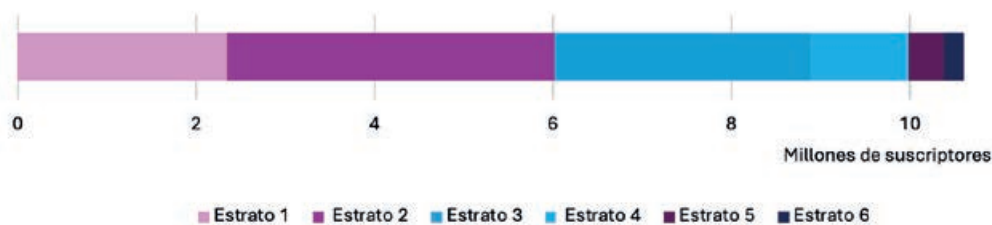
Ingreso per cápita:

Pobreza extrema: Hasta 227.220 COP/mes
Pobreza monetaria: Hasta 460.198 COP/mes

Suscriptores residenciales energía eléctrica



Suscriptores residenciales gas natural



Fuente: Elaboración propia. Información DNP (2025), SSPD (2025)

El monto mensual de subsidios asignados en energía eléctrica es cercano a 320 mil millones de pesos⁹ y puede representar más del 30% del ingreso para algunos comercializadores. En gas natural el valor mensual es de 111 mil millones de pesos. Estos recursos deben garantizarse como parte del presupuesto general de la nación.

El Departamento Nacional de Planeación (DNP) cuantifica errores de inclusión que ascienden a 284 mil millones mensuales y 3,4 billones de pesos anuales que representa el 61,35% del valor de subsidios totales anuales estimados. Tan solo para el caso de los departamentos atendidos actualmente por Air-e S.A. ESP., la sumatoria del valor total de "ahorro" de subsidios (no desperdicio en hogares que no lo requieren) y pago "extra" de contribución de aquellos hogares que sí deberían contribuir conforme a su nivel (alto) de ingreso, es de más de 50 mil millones de pesos al mes^{10 11}.

⁹ Resolución MME 01788 de 2024

¹⁰ Cálculos propios con base en (BID - Banco Mundial, 2022)

¹¹ (DNP, 2025)

Acciones propuestas

6.1

Apropiar en el Presupuesto General de la Nación (PGN) los recursos para el giro oportuno de subsidios.

Incluir en la ley del Presupuesto General de la Nación el monto completo estimado para los subsidios, asegurando que esté disponible al inicio del año fiscal con base en artículo 42 de la Ley 1430 de 2010. Esta acción estaría liderada por el Ministerio de Hacienda (MHCP), el MME y el DNP.

6.2

Implementar el Registro Universal de Ingresos (RUI) para actualizar la estratificación del DANE con base en información real de ingresos, mejorando la focalización social.

- Implementar el artículo 70 de la Ley 2294 de 2023, que crea el Registro Universal de Ingresos (RUI), reglamentado por Decreto 875 de 2024 como instrumento único para la focalización de subsidios por parte del DNP.
- Definir y actualizar la metodología de estratificación socioeconómica en términos de lo establecido en el Decreto 262 de 2004, bajo la responsabilidad del DANE.
- Garantizar que el Capítulo IV de la Ley 142 de 1994, relativo a la estratificación de inmuebles residenciales, se articule correctamente con la metodología definida por el DANE para su actualización y aplicación efectiva. Esta acción estaría liderada por el MHCP, el MME y el DNP.

6.3

Implementar un programa liderado por el Ministerio de Vivienda y el DNP orientado a incentivar a los municipios a revisar la estratificación con base en la información RUI y la metodología DANE actualizadas.

Incluir como parte de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo la obligatoriedad de que los municipios realicen la revisión de la clasificación en estratos de conformidad con la actualización metodológica soportada en el RUI, y lo establecido en los numerales 1 y 3 del artículo 101 de la Ley 142 de 1994.

6.4

Condicionar la asignación de subsidios al cumplimiento de un nivel máximo de consumo mensual.

Incluir como parte de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo criterios para la entrega de subsidios para el servicio de energía eléctrica condicionados a que el consumo de los usuarios beneficiarios no exceda el umbral de consumo de energía mensual que defina el Ministerio de Minas y Energía (ej. Promedio de consumo mensual de los estratos 5 y 6).

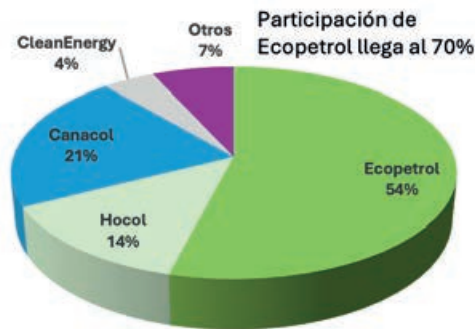
7. Ajustar el mercado de gas natural ante las nuevas realidades de suministro



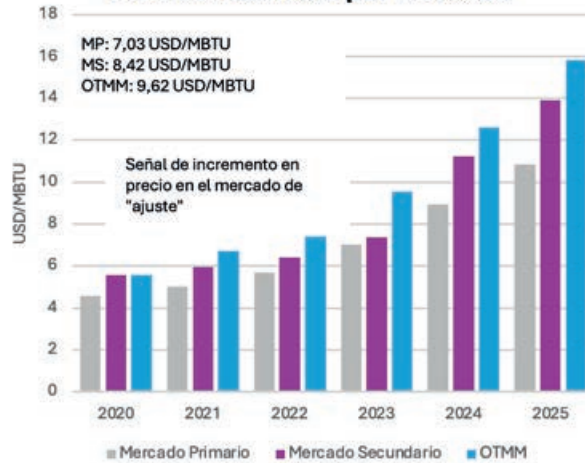
7. Ajustar el mercado de gas natural ante las nuevas realidades de suministro

Información mercado mayorista de gas natural

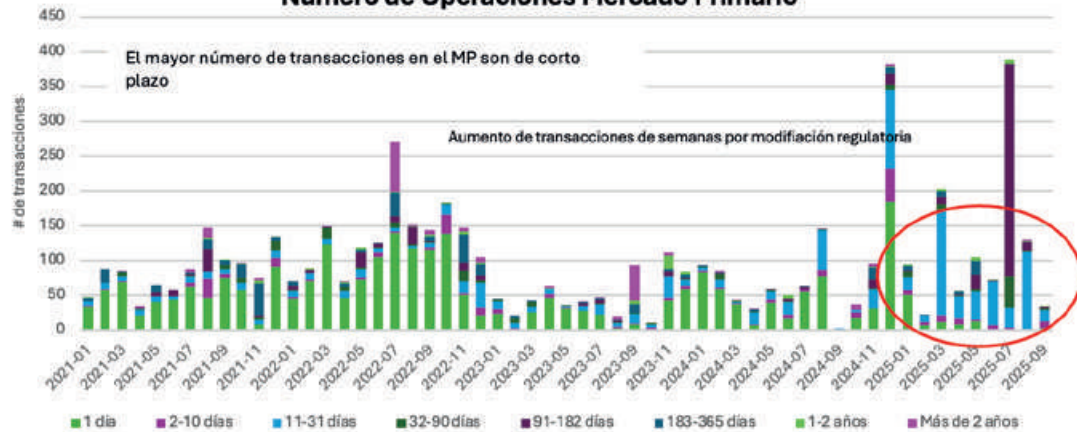
Participación Producción Gas Natural



Precios Promedio por mercado



Número de Operaciones Mercado Primario



Mercado

La situación actual de estrechez de oferta de gas natural, el retiro de agentes en la actividad de producción, el cambio geográfico en las fuentes de suministro, entre otros conllevan a modificar algunos aspectos del sector gas natural. La estructura del mercado de gas natural evidencia una concentración del más del 80% donde Ecopetrol y sus filiales controlan la producción nacional. Esta situación obedece al retiro progresivo de otros operadores y a la ausencia de iniciativas que impulsen nuevos desarrollos. El resultado es un mercado sin competencia, donde los compradores han perdido capacidad de negociación, generando presiones al alza en los precios. Por lo anterior, se hace necesario establecer mecanismos para incentivar precios de suministro más competitivos.

La incertidumbre en la oferta nacional de gas natural y la necesidad de contar con mayor flexibilidad para gestionar riesgos, sumadas a los recientes cambios normativos, han generado una pérdida progresiva de la naturaleza del Mercado Primario, que ha pasado de contratos de largo plazo a un predominio de transacciones de corto plazo. Si bien los incentivos regulatorios recientes han impulsado la negociación directa y las subastas, aumentando la liquidez, también han incrementado la exposición a variaciones de precios y reducido la estabilidad contractual necesaria para viabilizar proyectos de inversión. Dichas variaciones no son negativas en sí mismas, pero deben concentrarse en un mercado de ajuste, como corresponde al Mercado Secundario, y no desplazar la función estructural del mercado primario.

Integración Vertical

Si bien la coyuntura actual del sector de gas natural ha puesto en evidencia la necesidad de regular segmentos que idealmente deberían operar en competencia, la realidad de actividades como el transporte y la distribución, por su naturaleza monopólica, es distinta. La regulación del sector en Colombia, especialmente desde la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 057 de 1996, impuso restricciones a la integración vertical para fomentar competencia y evitar abusos de posición dominante; sin embargo, estas limitaciones fueron diseñadas en un contexto de mercado incipiente, con expectativas de competencia que no se han materializado plenamente.

En el estado actual del sector, el transporte y la distribución funcionan bajo regulación estricta, con tarifas fijadas por la CREG, acceso abierto, y mecanismos como subastas de capacidad, lo que limita la posibilidad de ejercer poder de mercado. Adicionalmente, las entidades de vigilancia y control, como la SSPD y la SIC, han fortalecido significativamente sus capacidades, permitiendo una supervisión más efectiva de posibles conductas anticompetitivas.

Gestor Técnico

Los retos asociados a la nueva infraestructura, los cambios geográficos en las fuentes de suministro y la aplicación de metodologías de agregación de tramos generan nuevas exigencias operativas para el sistema de transporte. Hoy, esta operación está fragmentada entre múltiples actores, lo que dificulta la gestión eficiente de la información, ralentiza los procesos operativos y obstaculiza la coordinación necesaria para decisiones oportunas. La creación de esta figura no constituye un simple ajuste administrativo, sino un cambio estructural destinado a ordenar el mercado, reducir costos, mejorar la eficiencia y fortalecer la confiabilidad del sistema. El Gestor Técnico debe convertirse en la columna vertebral de un mercado moderno y competitivo, capaz de responder a los desafíos de la transición energética y de garantizar la seguridad de abastecimiento del país.

Acciones propuestas

7.1

Incentivar precios más competitivos de suministro de gas natural.

Fortalecer la transparencia y la rigurosidad en el reporte de la producción disponible y comprometida, de modo que el mercado conozca anticipadamente la oferta. Para ello, estandarizar la periodicidad y los plazos de la declaración de producción, implementar validaciones cruzadas entre lo reportado al MME y a la ANH, y alinear estos reportes con los procesos de comercialización. Adicionalmente, establecer lineamientos y principios rectores para los procesos de comercialización de carácter privado.

7.2

Recuperar el Mercado Primario de largo plazo.

Modificar las resoluciones CREG 186 de 2020 y CREG 102 015 de 2025 para evitar que las negociaciones de corto plazo se realicen en el Mercado Primario, con el fin de retomar e incentivar la contratación de largo plazo, homogenizar los productos negociados y eliminar los contratos con interrupciones en este mercado.

7.3

Flexibilizar transacciones en el Mercado Secundario.

Expedir una modificación de las resoluciones CREG 186 de 2020 y CREG 102 015 de 2025 con el fin de brindar mayor flexibilidad en el Mercado Secundario a través de los productos tranzados y viabilizar que cantidades adicionales ofertadas sean negociadas directamente en este mercado.

7.4

Eliminar las asimetrías regulatorias, que existen en materia de integración vertical, permitiendo la integración entre transportadores, distribuidores y comercializadores.

Modificar la integración entre las actividades reguladas de transportadores, distribuidores y comercializadores bajo la reglamentación vigente para las empresas que se encuentran integradas desde antes de la expedición de la Ley 142 de 1994.

Eliminar los límites establecidos en las resoluciones CREG 018 de 1995, 041 de 1995, 057 de 1996 para la integración entre transportadores y distribuidores/comercializadores.

7.5

Crear el Gestor Técnico mediante ley o contrato de mandato entre transportadores.

- Creación de la figura de Gestor Técnico a través de Ley dentro del Plan Nacional de Desarrollo o en una reforma o actualización de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios
- Mediante el Artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 reiterado mediante el Artículo 372 de la ley 2294 de 2023, la CREG puede crear la figura de Gestor Técnico junto con sus funciones.

7.6

Determinar la remuneración del Gestor Técnico.

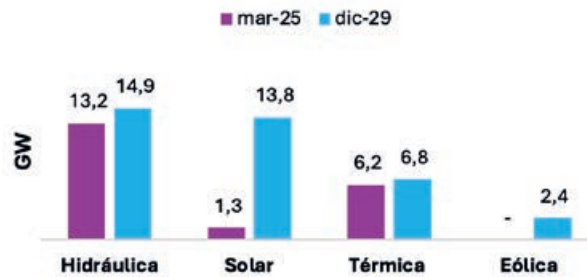
- Definir la remuneración de los servicios asociados al Gestor Técnico a través de la Resolución CREG 175 de 2021, Resolución CREG 185 de 2020 o en resolución particular.

8. Garantizar la integración de las fuentes renovables intermitentes y la seguridad del sistema

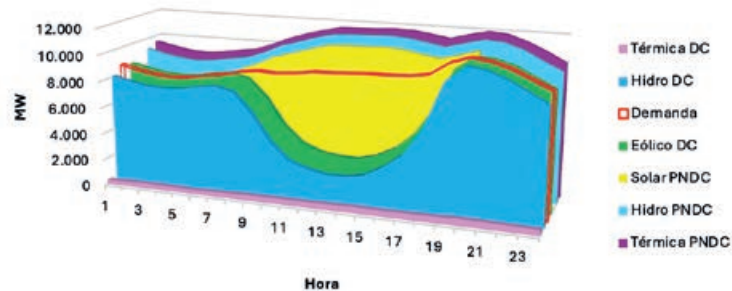


8. Garantizar la integración de las fuentes renovables intermitentes y la seguridad del sistema

Matriz de energía eléctrica futura (GW)



2029-2030: Disponibilidad esperada de generación por tecnología Vs demanda (MW)
 Las fuentes solares y eólicas atenderían entre el 29% y el 35% de la demanda, con valores de máxima producción horaria que superarían el 85% de la demanda.



Fuente: Elaboración propia. Información UPME. XM,2024.

Entre 2022 y 2025, se registraron cerca de 43 eventos de pérdida de suministro en sistemas eléctricos a nivel mundial¹² causados por redes congestionadas y obsoletas, falta de expansión materializada, ausencia de actualización en los códigos técnicos de conexión, y desempeño inesperado de inversores.

En Colombia, se proyecta incorporar hasta 13,8 GW solares, 2,4 GW eólicos y 3.3 GW de generación distribuida para 2030. Estas incorporaciones han incrementado las solicitudes de conexión al SIN, que superan 3 o 4 veces la capacidad actual de generación (20,8 GW). Sin embargo, el 65% de los proyectos presentan retrasos en sus cronogramas. De acuerdo con información de la UPME, deberían estar instalados 14.518 MW por proyectos asignados mediante el procedimiento de la Resolución CREG 75 de 2021, pero el retraso es de más de 10.000 MW¹³. Esto ocasiona que la capacidad de transporte del SIN esté copada por proyectos a los que se les debe revisar si cumplen condiciones de liberación de capacidad, según lo establecido en dicha resolución.

Complementariamente, es necesario definir mercados para la agregación de Recursos Energéticos Distribuidos (REDs) y permitir la evolución de los distribuidores hacia Operadores de Sistemas de Distribución (DSOs). Esto facilitaría la incorporación coordinada de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), gestionando de manera eficiente su variabilidad y distribución en la red para evitar congestiones y sobrecargas. Además, proveerá recursos flexibles capaces de responder a las variaciones de oferta y demanda, contribuyendo al equilibrio y estabilidad del sistema eléctrico. También permitirá una gestión transparente y confiable de la operación, desconexión y remuneración de estos recursos.

¹² XM, 2025
¹³ CREG, 2025

Acciones propuestas

8.1

Construir la hoja de ruta para la incorporación de FNCER.

Trazar una hoja de ruta nacional, liderada por el Centro Nacional de Operación y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, en la que se definan y coordinen las acciones necesarias para la adaptación del sistema a la incorporación de las fuentes variables.

8.2

Establecer la regulación para definir mercados para la agregación de Recursos Energéticos Distribuidos (REDs), y permitir la evolución de los distribuidores a Operadores de Sistemas de Distribución (DSOs) por parte de la CREG.

- Expedir regulación con la reglamentación de la agregación de los REDs en términos de lo establecido en la Resolución MME 40283 de 2022.
- Expedir regulación para que los distribuidores se conviertan en Operadores de Sistemas de Distribución (DSOs).

8.3

Implementar programas de respuesta de demanda diseñados por la CREG.

- Expedir regulación para generar incentivos para la participación de la demanda en el mercado diario mediante ofertas firmes en el despacho real, en términos de lo establecido en la Resolución MME 40283 de 2022 y el Decreto 929 de 2023.
- Incentivar la participación de la demanda en emergencias por agotamiento de transmisión o generación, mediante ofertas firmes de reducción de consumo e incluirla en mecanismos de contención como desconexión rápida por baja frecuencia.

8.4

Dotar a la UPME de la capacidad técnica y operativa para realizar la revisión de las solicitudes de conexión en los términos previstos evitando que las solicitudes de conexión correspondan a proyectos con fines especulativos. Depurar la capacidad de transporte asignada administrativamente para confirmar qué proyectos entrarán efectivamente en operación y realizar asignaciones basadas en el riesgo asociado a la capacidad de conexión disponible.

- Definir mediante resolución UPME el cobro por servicios técnicos de planeación y asesoría relacionados con la emisión de conceptos sobre conexiones, en virtud del artículo 20 de la Ley 1955 de 2019.
- Modificar la Resolución CREG 75 de 2021 para:
 - Garantizar que el procedimiento de conexión incluya una garantía de seriedad desde el inicio del proceso ante la UPME.
 - Incorporar un procedimiento de verificación de la completitud de la información, similar al establecido en la Resolución CREG 174 de 2021, que permita avanzar a las siguientes fases y garantice la integridad y validez de la documentación presentada.
 - Incluir un procedimiento que permita recuperar la capacidad que haya sido asignada incorrectamente y dar prioridad a proyectos con avance real.
 - Condicionar la asignación a que los inversionistas asuman los riesgos de posibles limitaciones como el atrapamiento de energía soportado en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.

9. Robustecer la institucionalidad del sector



9. Robustecer la institucionalidad del sector

Robustecer la institucionalidad del sector energético es una condición urgente para recuperar la rigurosidad técnica, la predictibilidad regulatoria y la confianza de usuarios e inversionistas. En los últimos años, la pérdida de independencia efectiva en entidades clave ha derivado en señales contradictorias, decisiones tardías y mayor litigiosidad, con impactos sobre la expansión de la infraestructura, la confiabilidad del suministro y el costo final para los usuarios.

Por otra parte, las decisiones de la CREG no cuentan con una segunda instancia para solución de controversias, por ello, los agentes del sector deben interponer recursos ante la propia Comisión y de requerirse, acudir a la jurisdicción contencioso-administrativa para solicitar la revisión de los actos regulatorios. Por lo anterior, es necesario crear una segunda instancia externa que, mediante dictámenes vinculantes o revisiones judiciales, permita resolver discrepancias y disputas técnicas tras agotar los recursos administrativos ordinarios. Este mecanismo es clave para garantizar seguridad jurídica y dirimir controversias en la regulación energética.

Adicionalmente, se propone establecer términos perentorios y trazabilidad pública para las decisiones de la CREG relacionadas con actos administrativos de carácter particular en los servicios de energía eléctrica y gas natural. Estos términos deberán incluir reglas taxativas de suspensión y efectos automáticos por vencimiento, con el fin de reducir cuellos de botella, fortalecer la seguridad jurídica y mejorar la calidad y oportunidad de las decisiones. Por ejemplo, en el marco de la revisión tarifaria de la metodología de distribución de energía eléctrica¹⁴, se plantea como alternativa la adopción de procedimientos y plazos máximos para la evaluación y aprobación de los planes de inversión, dado que los tiempos prolongados e inciertos actuales generan retrasos significativos en su implementación.

De manera general, se evidencia que existen demoras en la definición de cargos tarifarios, que pueden superar incluso los cinco años, lo que acentúa la necesidad de contar con un régimen claro de términos y consecuencias.

El fortalecimiento del carácter técnico de la UPME es indispensable para contar con un centro estable de planeación y análisis que trascienda coyunturas y garantice continuidad metodológica. La inestabilidad en la entidad ha generado retrocesos, discontinuidades en modelos y demoras en insumos críticos para decisiones de expansión.

A la vez, debe garantizarse la independencia operativa y técnica de XM, cuya operación del sistema y administración del mercado exige blindaje frente a presiones externas.

¹⁴ (CREG, 2025)

Acciones propuestas

9.1

Crear un órgano colegiado autónomo de competencia estricta y reglada que funcione como mecanismo de segunda instancia.

Modificar la Ley 143 de 1994 para crear un órgano colegiado autónomo que, mediante dictámenes vinculantes, resuelva discrepancias surgidas en la regulación energética y disputas técnicas tras agotar recursos administrativos ordinarios.

El órgano sería integrado por expertos con amplia trayectoria académica y experiencia laboral en materia técnica, económica o jurídica en temas regulatorios del sector energético. Designados por la Superintendencia de Industria y Comercio mediante concurso público de antecedentes, basado en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. El Ministerio de Minas y Energía formalizará su nombramiento.

Los miembros ejercerán por 6 años con posibilidad de reelección, previa participación en concurso. Su financiamiento se realizará mediante el presupuesto anual aprobado por el Ministerio de Minas y Energía.

9.2

Establecer términos perentorios y trazabilidad pública para las decisiones de la CREG asociadas a actos administrativos de carácter particular en los servicios de energía eléctrica y gas natural.

Expedir un acto administrativo por parte de la CREG de aplicación general y transversal que establezca los plazos en lo que se adelantará cada una de las actuaciones administrativas en el ejercicio de las funciones legalmente asignadas. La CREG resolverá los actos administrativos de carácter particular de los servicios dentro de plazos perentorios.

9.3

Fortalecer el carácter técnico de la UPME procurando contar con un centro estable de planeación y análisis.

Robustecer los requisitos de conocimiento y experiencia para aspirar a los cargos de director y subdirector y garantizar que estos requisitos se cumplan.

Establecer por resolución que los cambios en las metodologías de planeación (como los modelos de expansión de generación y transmisión) requieran periodos de consulta pública técnica y periodos de transición obligatorios, evitando giros de 180 grados en una sola administración.

9.4

Blindar la independencia técnica y operativa de XM.

Modificar los estatutos para que la elección de la junta directiva y el gerente general de XM se realice mediante procesos de "headhunting" con criterios técnicos estrictos.

Evaluar la estructura de propiedad de XM. Es vital asegurar murallas chinas infranqueables entre la operación del mercado y los intereses del accionista mayoritario



10. Blindar el Gobierno Corporativo de las empresas públicas

10. Blindar el Gobierno Corporativo de las empresas públicas

Es importante contar con un marco de gobernanza robusto que garantice transparencia, eficiencia y rendición de cuentas en la gestión de recursos públicos, y que se traduzca en mayores dividendos para sus accionistas, incluyendo el Estado. Esto fortaleciendo los sistemas de Gobierno Corporativo, partiendo de la profesionalización y sofisticación del rol del Estado como propietario, de tal forma que se asegure la capacidad de las entidades de generar valor económico y social.

Fortalecer las estructuras de dirección y control de estas empresas, de tal forma que se optimicen los procesos de toma de decisiones y los mecanismos de monitoreo y seguimiento, y a su vez se proteja a las Entidades frente impactos derivados de los ciclos políticos que privilegien intereses particulares que interfieran en la visión de largo plazo, la sostenibilidad y el cumplimiento de objetivos institucionales. Establecer un régimen de autorización diferenciado para la celebración de operaciones de crédito público para entidades que cumplan ciertos criterios.

Acciones propuestas

10.1

Actualizar el CONPES 3851-15 "Política General de Propiedad de Empresas Estatales del Orden Nacional".

Actualizar y acoger las nuevas recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para empresas con capital público, incorporando lineamientos para un direccionamiento efectivo del Estado en su rol como propietario, así como procesos estructurados y transparentes de identificación, evaluación y recomendación de candidatos para conformar las Juntas Directivas de las empresas estatales, incluyendo el análisis de perfiles, experiencia y conocimientos necesarios asociados al objeto de la empresa.

10.2

Generar instrumentos normativos que obliguen a las Empresas con capital público a adoptar medidas de gobierno corporativo.

Promulgar una ley o decreto en el que establezcan las medidas de gobierno corporativo que deben acogerse de manera obligatoria en las empresas con capital público en aspectos específicos como:

- Relevo escalonado de la Junta Directiva
- Fortalecimiento de número mínimo de miembros independientes en las Juntas Directivas, así como fortalecimiento de criterios de independencia
- Limitación/restricción de que miembros de los gabinetes sean parte de las Juntas Directivas
- Procesos para remoción de miembros independientes

10.3

Fortalecimiento de la estructura desde la Ley 489 de 1994 y otros.

Fortalecer la estructura de gobierno corporativo de las empresas con capital públicos modificando la Ley 489 de 1994, incorporando instrumentos como acuerdos de accionistas o declaraciones irrevocables de actuación.

10.4

Régimen diferenciado para operaciones de crédito público.

Establecer un régimen de autorización diferenciado para la celebración de operaciones de crédito público, para entidades con participación estatal superior al 50% que cumplan con criterios como:

- Desarrollen actividades comerciales en competencia
- Estén listadas en la Bolsa de Valores de Colombia
- Estén inscritas en el Registro de Valores y Emisores de la SFC
- Tengan calificación de riesgo internacional
- Reporten cumplimiento de al menos el 80% de las medidas de gobierno corporativo establecidas en el Código de Mejores Prácticas Corporativas de la SFC



En **Grupo** es *Mejor*