

Documento de política para el gobierno 2026-2030

Estrategia 2026-2030 para electricidad y gas natural en Colombia

Juan Benavides¹

Investigador Asociado de Fedesarrollo

Junio de 2026

Idea central

Colombia enfrenta en los próximos 2–3 años el riesgo simultáneo de desabastecimiento de electricidad y gas natural —algo sin precedentes desde 1994— que podría costarle 1,5% del PIB y empujar a 250.000 personas a la pobreza. Evitar ese colapso exige una intervención de choque en 2026 y una reforma estructural hasta 2030 que restaure la confianza institucional, reactive la inversión privada y ponga la política energética al servicio del crecimiento económico.

Tres mensajes de política principales para el próximo gobierno

- Recuperación institucional: Es imperativo restaurar la independencia técnica de la CREG y la UPME para devolver la confianza a los inversores y saldar la deuda técnica acumulada.
- Energía para el crecimiento: La política energética debe dejar de ser un fin en sí mismo para convertirse en un motor que permita duplicar el consumo de energía por habitante y sostener un crecimiento del PIB del 4% anual.

¹ El autor agradece las observaciones de los participantes en los seminarios de Fedesarrollo el 26 de mayo y el 7 de julio de 2025, a Ximena Cadena por sus comentarios, a Luz Stella Murgas y José Camilo Manzur por la disposición a contrastar las medidas propuestas por el autor con las de la industria, y a Sergio Cabrales, Ángela Cadena, Pablo Corredor y Jaime Millán por su visión experimentada. Este trabajo se concentra en los sectores cubiertos por la reforma de 1994. Actualiza propuestas efectuadas desde el año 2020 por el autor y en coautoría y presentaciones del autor en congresos profesionales y gremiales desde ese año: Benavides (2025a, 2025b, 2025c, 2024, 2023a, 2023b, 2022, 2021); Benavides y Cabrales (2024, 2023, 2020); Benavides, Cabrales y Delgado (2022); Cabrales y Benavides (2025).

- **Neutralidad y seguridad:** La expansión de la oferta debe basarse en un portafolio diversificado que valore la firmeza y la seguridad por encima de metas de descarbonización acelerada.

Presentación

En los próximos 2-3 años, Colombia enfrentaría eventos de desabastecimiento en electricidad y gas natural. Un riesgo simultáneo de este tipo no se había presentado nunca desde 1994. Racionar electricidad y gas costaría 1,5% de crecimiento del PIB, pérdidas de por lo menos 260.000 empleos anuales y una condición de pobreza adicional para 250.000 personas (Fedesarrollo 2025). Este impacto negativo retrasaría a Colombia en su carrera contra el tiempo para salir de la trampa de ingreso medio (Banco Mundial 2024).

Además, existe un riesgo de crisis financiera sistémica en 2026 y 2027, originado en el incumplimiento del pago de la deuda pública con los comercializadores de electricidad por concepto de subsidios, y por el incumplimiento del pago de las deudas de Air-e y Afinia, las dos comercializadoras de la Costa Caribe, al sector.

Las amenazas de desabastecimiento y de crisis financiera revelan tensiones acumuladas en la última década, exacerbadas por la política pública de los tres últimos años, que restringe la oferta, reduce las expectativas de rentabilidad de las firmas sectoriales, y busca dismantelar la regulación independiente.

Este documento presenta un diagnóstico de los sectores de electricidad y gas natural, recomienda un primer grupo de **medidas de corto plazo 2026** (control de daño), y un segundo grupo de **medidas de ajuste 2027-2030** para saldar la *deuda técnica* de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). En perspectiva, la arquitectura sectorial vigente desde 1994 tiene más logros que fallas. Pero en todo el mundo, la regulación y la planeación energética siempre serán trabajo en progreso por el cambio tecnológico y social.

Las medidas propuestas se orientan por cuatro *pilares*: (i) respeto a los derechos de propiedad, profundización de los mercados y fomento a la innovación; (ii) subordinación de la política sectorial al crecimiento económico; (iii) recuperación de la confianza de los actores con acciones que cambien sus expectativas; (iv) racionalización de los apoyos públicos al sector.

Las **medidas de corto plazo 2026**, que se desarrollan en las secciones 2.2 y 2.3 con responsables asignados, son:

Prioridad 1. Disminuir el riesgo de racionamiento de electricidad

- Impulsar la construcción acelerada de 1.000 MW de generación térmica ante la urgencia de evitar un racionamiento.
- Acelerar la entrega de energía de autogeneradores.
- Revertir normas y regulaciones que reducen la rentabilidad y las cantidades de generación existente.
- Impulsar los recursos descentralizados, la gestión de la demanda y la adopción de la eficiencia energética.
- Simplificar el trámite de conexión a la red y construir holgura en transmisión.

Prioridad 2. Disminuir el riesgo de desabastecimiento de gas natural

- Impulsar el ingreso de instalaciones de importación de gas natural de 400 Giga BTU / día ante la urgencia de evitar un racionamiento.
- Acelerar la incorporación de reservas probadas.
- Actualizar la regulación y construir holgura en transporte.
- Reabrir la exploración y habilitar el *fracking*.

Prioridad 3. Eliminar el riesgo financiero sistémico

- Acelerar y programar el pago de subsidios al sector, y racionalizar su entrega.
- Pagar, con cargo a impuestos, la deuda de Air-e y Afinia y diseñar una solución sostenible del servicio.

Prioridad 4. Acelerar el proceso de licencia ambiental y consulta previa.

¿Qué debería cambiar de inmediato?

- **Sostenibilidad financiera:** Pagar la deuda pública acumulada con los comercializadores (cerca de \$8,2 billones en 2025–2026) y resolver la insolvencia de Air-e y Afinia antes de que estas generen una crisis sistémica.
- **Choque de oferta:** Reabrir la exploración de gas natural, habilitar el *fracking* e impulsar la construcción acelerada de 1.000 MW de generación firme.
- **Agilidad administrativa:** Acelerar drásticamente el proceso de licencias ambientales y consultas previas para proyectos críticos de transmisión y generación.

Los **ajustes indispensables 2027-2030**, que también se desarrollan en la sección 2.2. con responsables asignados, son:

- Rescatar la independencia y nivel de la CREG y reforzar la vigilancia de mercados.
- Restablecer condiciones para la inversión privada.
- Adoptar una regulación transactiva.

- Desarrollar planeación integrada de recursos.
- Crear un Centro de I+D+i en energía.

La solución de los problemas de corto plazo y estructurales requiere velocidades de entrega y detalles de diseño que exceden las capacidades de las instituciones sectoriales. Se necesitará una unidad ejecutora que se disuelva en 2027, y que cree un entorno habilitante para que, durante 4 años se inviertan, por lo menos, **US\$ 30 mil millones** en activos de electricidad (57,8%) y gas (42,2%).

Se aconseja la contratación competitiva de 4 firmas, con las siguientes especialidades: (i) implementación de las medidas de choque; (ii) reparación de normatividad; (iii) modernización de arquitectura regulatoria y planeación, y (iv) banca de inversión para estructurar la venta de ISA.

Cuatro preguntas que todo programa de gobierno debería responder

- ¿Cómo se garantizará la independencia de los reguladores frente a la interferencia del ejecutivo?
- ¿Qué mecanismos concretos se implementarán para que el consumo de energía por habitante converja hacia los niveles necesarios para salir de la trampa del ingreso medio?
- ¿De qué manera se integrarán las fuentes renovables sin comprometer la estabilidad del sistema ni desplazar a la generación firme que protege contra el clima?
- ¿Cómo se reformará el sistema de subsidios cruzados para que sea fiscalmente sostenible y esté correctamente focalizado en la población vulnerable?

1. Diagnóstico

1.1. La reforma de 1994 y los mercados de energía

Mensaje clave

La reforma de 1994 logró eliminar la deuda pública en infraestructura y llevar la cobertura eléctrica al 98,7%, pero el diseño de mercado actual es insuficiente. El "cargo por confiabilidad" no valora atributos críticos como la firmeza independiente del clima, y el mercado de gas sigue fragmentado y con una red de transporte poco competitiva.

Contribuciones de la reforma

La reforma de 1994 tiene resultados positivos explicados en detalle anteriormente², que se sintetizan a continuación.

En el sector eléctrico: (i) eliminación de la deuda pública central para inversión en generación y transmisión; (ii) creación de un entorno favorable a la inversión privada; (iii) logro de la sostenibilidad financiera de las firmas sectoriales -salvo en la Costa Caribe-; (iv) aseguramiento del suministro

² Ver por ejemplo Santa María et al (2009).

eléctrico sin racionamientos por 30 años; (v) aumento del acceso del 92,7% en 1994 al 98,7% de la población en 2023 (Banco Mundial 2025), y mejora de la calidad del servicio.

En gas natural: (i) mejora de la calidad de vida de los hogares en la migración original (desde la leña y del "cocinol") y por la disponibilidad urbana para uso residencial a bajos precios; (ii) insumo para generación térmica durante eventos de baja hidrología, que han garantizado la continuidad del servicio y ayudado a evitar racionamientos; (iii) reducción de costos de la energía para la industria y el transporte urbano; y (iv) aumento del acceso de menos del 5% de la población en 1994 a 68% de la población en 2023 (Naturgas 2024).

El mercado de electricidad

La Ley 143 de 1994 introdujo un mercado *spot* donde el precio de producción (G) de corto plazo se forma con el modelo original de *pool* de Inglaterra y Gales (que allá se abandonó en 2001, pero acá se mantuvo), regulación por incentivos a los monopolios naturales de distribución (D) y transmisión (T), operación del sistema por parte de XM, y prohibición de integración vertical para empresas en cualquier segmento de la cadena {G+T+D} que se constituyeran con posterioridad a la expedición de la Ley 143. La actividad de comercialización (C) se introdujo también, pero nunca ha florecido de manera independiente de G o D.

El cargo por confiabilidad tiene el objetivo de atraer nuevas inversiones en generación "firme" cada vez que se estima que el suministro de energía del sistema interconectado nacional se ve comprometido a mediano y largo plazo. Las subastas para el cargo por confiabilidad se convocan por la CREG. El mercado de subastas de contratos para la entrada de plantas limpias se convoca por el Ministerio de Minas y Energía (MME).

Recientemente, las plantas de generación renovable no convencional han usado el mecanismo de cargo por confiabilidad para ingresar al mercado mayorista de electricidad. Esta práctica es problemática porque la energía firme de las renovables no convencionales no se puede programar con precisión y porque su ingreso no planificado desplaza a plantas menos dependientes del clima, que contribuyen a la seguridad operacional del sistema de potencia, atributo que la subasta del cargo no valora.

No existe un mercado estandarizado de futuros de electricidad con diferentes plazos de vencimiento. En cambio, dominan los contratos bilaterales ilíquidos, a largo plazo, que protegen de manera imperfecta a los actores de las fluctuaciones de precios y cantidades y reducen la competencia.

El portafolio de generación ya es limpio, pero vulnerable al clima. El cargo por confiabilidad ha atraído inversión sin suficiente diversificación, pues la generación hidráulica se mantiene en porcentajes cercanos al 68% antes y después de la reforma. El ingreso prudente de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER) diversificaría el riesgo de suministro hasta una participación que podría ser del 25% de la capacidad instalada (estimación gruesa del autor). Pero el ingreso

desordenado y en mayores cantidades de las FNCER puede tener impactos nocivos, como sucedería si se adopta uno de los escenarios propuestos por la UPME (2024) de inyectar 16 mil MW³.

La capacidad de generación de electricidad de Colombia en 2024 fue 20.949 MW, de la cual 18.730 MW pertenecen al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La capacidad del SIN se compone en un 65,4% de plantas hidráulicas, 15,9% de plantas térmicas a gas natural, 8,6% de plantas térmicas a carbón, 4,8% de plantas térmicas a diésel, 3,8% de parques solares y un 1,4% restante de plantas a combustóleo. Mientras que la capacidad efectiva del SIN aumentó un 54,5% desde 2004 hasta 2024, la demanda de electricidad casi se duplicó, con un incremento del 95,9% en el mismo período.

El mercado de gas natural

En gas natural, la reforma de 1994 adaptó el modelo regulatorio de Inglaterra, que era el conocido por los consultores que asesoraron al gobierno colombiano. La estructura industrial inicial fue un subproducto de la industria petrolera pública. Por la ubicación de los dos grandes campos de producción en extremos distantes del país y la regulación del cobro del transporte por distancia, se crearon dos submercados (Costa e Interior), cada uno con un productor y un transportador principales, que solo recientemente comienzan a conectarse física y comercialmente. La expansión de la red de transporte se realiza por *contract carriage*, es decir, mediante contratos bilaterales por solicitud del productor, que no contempla el valor social de construir una red enmallada al aumentar la competencia y la confiabilidad.

En 2016, Colombia se integró al mercado internacional de Gas Natural Licuado (GNL) con la entrada en operación de la terminal de importación Sociedad Portuaria El Cayao S.A. ESP (SPEC LNG), ubicada en Cartagena, destinada en principio a surtir exclusivamente el gas para generación eléctrica, pero que desde 2024 se ha habilitado para el resto de los consumos esenciales. Tiene una capacidad de regasificación de 533 Mpcd, que podría suministrar hasta el 40% de la actual demanda nacional.

En los últimos once años, las reservas probadas de gas natural en Colombia se han reducido a menos de la mitad, al pasar de 5727 giga pies cúbicos (GPC) en 2012 a 2.373 GPC en 2023. Durante este periodo, con excepción del año 2021, las reservas incorporadas han sido insuficientes para reemplazar el volumen de gas producido. Mientras que entre 2010 y 2014 se perforaban entre 110 y 130 pozos de gas natural anualmente, esa cifra se redujo a 34 en el 2024; además, desde 2021, el país no ha adjudicado nuevos bloques para exploración y producción.

El declive de la oferta nacional obedece, entre otras, a las siguientes causas (Cabrales y Benavides 2025): (i) riesgo exploratorio alto (23% éxito de pozos viables entre 1952 y 2010); (ii) aumento de la participación estatal en ingresos petroleros tras la reforma tributaria 2022, que aumenta el *government take* de 63% a más de 80%; (iii) trámites ambientales, sociales y consultas previas complejos y largos, que encarecen los proyectos y retrasan las operaciones comerciales. Las

³ Para mantener los ingresos que remuneran a las hidroeléctricas en un escenario de ingreso de 16.000 MW de FNCER con hidrología baja, su oferta de precios en el mercado spot debería incrementarse al menos un 37% para compensar la reducción en cantidades y precios ocasionada por el desplazamiento de la energía renovable hidráulica por energía renovable intermitente.

expectativas de alto riesgo y baja rentabilidad del sector de hidrocarburos de Colombia han conducido al cese de operaciones de ExxonMobil, Shell, Repsol, ConocoPhillips, Chevron y BP en 2024 y 2025.

En 2023, el gas natural representó el 14,5 % (222 PJ) del consumo final de energía (1.529 PJ), en un contexto donde el diésel (322 PJ), la gasolina (323 PJ) y la electricidad (250 PJ) concentraron el 58,5 % del total consumido.

1.2. Amenazas inmediatas y retos

Mensaje clave

Colombia enfrenta un déficit inminente de energía firme para 2028 y ya perdió la autosuficiencia en gas natural, lo que disparará las tarifas. A esto se suma el riesgo de insolvencia financiera de las comercializadoras del Caribe y el debilitamiento institucional de la CREG por nombramientos temporales.

Amenazas inmediatas

Aumenta el riesgo de racionamiento eléctrico. La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) advierte en su Plan de Expansión de Generación 2023-2037 (UPME 2023) que Colombia enfrentará un déficit de energía firme a partir de septiembre de 2028. El análisis contempla tres escenarios: uno base, otro con la entrada de Hidroituango fase II y un tercero con retrasos en líneas de transmisión y mayores impuestos al CO₂. En todos los casos, la demanda de energía supera la oferta de energía firme (ENFICC) desde noviembre de 2028. XM (2025), el operador del sistema eléctrico interconectado y del mercado mayorista, alertó en junio sobre un retraso en el 55% de 123 proyectos de transmisión regional y nacional registrados, con el mayor retraso en la línea Chivor II-Norte (13 años), que deberá surtir a Bogotá. Además, XM encuentra que en 2023 solo ingresó el 17% de la capacidad programada, y en 2024, solo el 25%. La subasta de cargo por confiabilidad de 2024 para 2027-2028 adjudicó 4.489 MW en 33 nuevas plantas, principalmente solares. Esta adición de capacidad es insuficiente, pues el margen de reserva energética tendrá un déficit proyectado del 4 % al 6 % para 2027 y 2028. En términos de capacidad instalada, esto equivale a la necesidad de disponer de 1.500-2.000 MW adicionales para evitar una crisis de suministro. La energía firme disponible será de 249,4 GWh/día frente a una demanda proyectada de 263,4 GWh/día. Este déficit de 14 GWh/día equivale, por ejemplo, al 7% del rango inferior del consumo total estimado de Bogotá en 2024 (199 GWh/día). En el escenario benévolo de esta crisis de suministro, las tarifas al consumidor final de electricidad subirían a más de COP\$ 1.000 / kWh (un aumento sustancial en comparación con tarifas de alrededor de los COP\$ 600 / kWh en 2020) y permanecerían en ese nivel, de manera generalizada, por períodos que podrían durar más de un año.

Aumenta el riesgo de desabastecimiento de gas natural. Desde su día cero, el gobierno saliente declaró la moratoria a la exploración de gas natural. A finales del año 2024, Colombia perdió la autosuficiencia para cubrir la "demanda esencial" de gas natural en los sectores residencial,

comercial, vehicular (GNV), refinerías y estaciones compresoras con su producción nacional. SPEC LNG ya no solo importa gas para el sector eléctrico de manera ocasional. En 2024, el 23,8 % del total de gas ofertado fue importado, frente al 8,1 % en 2023. Las proyecciones del balance entre oferta y demanda, partiendo de información oficial, indican que, hacia finales de 2026, la oferta de gas natural nacional e importado no sería suficiente para cubrir la demanda proyectada por la UPME ante la ocurrencia de un Fenómeno de El Niño, y que se requieren adiciones crecientes de oferta para evitar racionamientos en el verano de 2030, y de manera permanente a partir de 2031. Por la reducción de la brecha entre oferta y demanda, el precio de la componente de "molécula" de gas ha pasado de USD\$ 4,5 por millón de BTU (MBTU) entre 2015–2022, a más de USD\$ 10 por MBTU en 2025, sin contar el precio final que incluye el resto de los costos de la cadena. Si se tuviera que acudir a importaciones de gas del 50% del consumo para atender la demanda nacional a través de la infraestructura existente, el incremento tarifario a los consumidores residenciales podría alcanzar el 44,6% en Bogotá, 44,9% en Medellín, 45,8% en Bucaramanga, 30,3% en Cali y 11,7% en Barranquilla, respectivamente.

Existe la amenaza de insolvencia de comercializadoras en dificultades financieras. Air-e y Afinia, las dos comercializadoras de la Costa Caribe, han incumplido sus pagos de los componentes de generación y transmisión de electricidad (\$ 6,9 billones a junio de 2025). Los impagables precios a los usuarios cobrados en 2024 y 2025 en la Costa Caribe se originaron en la decisión de recuperar por tarifa y de manera simultánea los costos de las pérdidas acumuladas y el pago de la opción tarifaria⁴, que se volvió insostenible cuando los anteriores cobros adicionales coincidieron con altos costos de generación durante la época de sequía. En estas dos empresas, todo se ha ensayado, y poco ha salido bien. El incumplimiento de pago de estas dos firmas aumenta el riesgo sistémico en el mercado mayorista. La sostenibilidad del servicio en áreas de bajo consumo, pobreza monetaria, dispersión geográfica y ausencia de cultura de pago es un problema profundo de desarrollo económico que no se puede resolver con regulación vigente.

El sector recibe ataques recurrentes desde el poder ejecutivo actual. El presidente de la república: (i) ordena a las autoridades sectoriales, sin tener competencias legales, cambiar la formación de precios de bolsa; aduce que la diferencia entre puja y precio en la subasta no debe ir a los generadores, desconociendo que este valor es esencial para remunerar el capital; (ii) afirma que las generadoras eléctricas tienen rentabilidades comparables a las de actividades ilegales. Los promedios multianuales de los indicadores clásicos de rentabilidad de la generación en Colombia, tales como margen EBITDA, retorno sobre activos (ROA), y retorno sobre aportes patrimoniales (ROE) están alineados con una relación riesgo-remuneración adecuada para los inversionistas; (iii) afirma que el precio de los contratos en Colombia es uno de los más altos del mundo; sin embargo, la Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía (ACCE) muestra un valor promedio de \$345/kWh para los contratos de 2025, inferior a US\$ 0,10/kWh, que contrasta con, por ejemplo, el valor en Estados Unidos (US\$ 0,16/kWh); (iv) acusa a XM de no implementar resoluciones de la CREG para reducir los precios de la energía, y de tener una agenda al servicio de los generadores, afirmación

⁴ La opción tarifaria fue una mala idea porque los comercializadores no son especialistas en gestión de riesgo de crédito de consumo. Aún peor idea es la propuesta del MME en la tercera semana de mayo de 2025 de que la deuda de la opción tarifaria de los estratos más bajos la paguen los estratos más altos (es ilegal y genera incentivos errados).

que carece de asidero empírico; y (v) plantea que los requisitos para ser comisionado de la CREG están diseñados para favorecer intereses particulares.

La CREG ha sido debilitada. En los últimos dos años ha predominado el nombramiento de comisionados por encargos de corto plazo, lo que promueve la pérdida de independencia (solo quienes tengan la expectativa del beneplácito presidencial para su nombramiento en propiedad aceptarían encargos). En la tercera semana de mayo de 2025, el Ministerio de Minas y Energía (MME) anunció que se buscará un cambio en la conformación de la CREG, para que participen usuarios y trabajadores de las empresas del sector (actores que tienen conflicto de intereses en temas como la remuneración o la participación privada). Este anuncio hace parte de una serie de decisiones, iniciada en 2022, que en sucesivas fases ha pasado por entorpecer su funcionamiento al no nombrar en propiedad a expertos, o proponer convertirla en una dependencia subordinada a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) o de la UPME, o transformarla en una entidad de implementación inmediata de directrices presidenciales, o rebajar las condiciones para ser experto comisionado.

Se han realizado anuncios y emitido medidas que disminuyen el valor de los activos de generación. La CREG ha propuesto (Resolución CREG 101 066 de 2024) imponer obligaciones de entrega de energía firme a precios que disuadan la contratación, reducen los ingresos, aumentan la volatilidad del precio de bolsa y no valoran la importancia del embalsamiento de recursos hídricos para épocas secas. Las decisiones de CREG sobre caudales ecológicos convierten algunas plantas en recursos filo de agua, después de costosas inversiones en represas con otras reglas del juego, con un aumento del riesgo de racionamiento. En la tercera semana de junio de 2025, el MME anunció la eliminación del cargo por confiabilidad para las plantas que no brinden seguridad energética, con el propósito de reducir las tarifas. El proyecto de ley anunciado por el MME en la última semana de junio, que sustituiría total o parcialmente las leyes 142 y 143, prescribe que una planta de generación que haya sido "amortizada" (concepto que aplicaría a una concesión con reversión de activos al estado, como en carreteras) no podrá remunerarse en componentes de capital después de cumplir su vida útil. Estas decisiones dejan con remuneraciones insuficientes a plantas que contribuyen a la firmeza de la generación y la seguridad del sistema, y ahuyentan las inversiones. La subasta de expansión mediante cargo por confiabilidad, cuya convocatoria fue anunciada por la CREG en agosto de 2025, podría quedar desierta.

El licenciamiento ambiental y la consulta previa pueden retrasar por años el ingreso de proyectos críticos⁵. Este proceso no está alineado con las necesidades nacionales de inversión en infraestructura y energía. No hay proporcionalidad entre la parsimonia administrativa y la protección de miles de habitantes cercanos al proyecto, versus la urgencia del ingreso de beneficios para millones de habitantes. Las exigencias de trámite son similares en proyectos complejos y simples. Las consultas con comunidades están amparadas en legislaciones internacionales que, de facto, les da poder de veto sobre el desarrollo de proyectos.

⁵ Para un análisis detallado de este tema, ver el documento de política públicas de Fedesarrollo de Cadena y Wiesner (2025) sobre licenciamiento ambiental y consulta previa.

Por ejemplo, a pesar de los esfuerzos de los adjudicatarios de los proyectos de transmisión que buscan entregar más electricidad a Bogotá, se presentan retrasos inadmisibles frente a las necesidades de la ciudad. Las líneas Chivor- Chivor II- Norte -Bacatá y Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza, adjudicadas en 2015 y 2017, respectivamente, no entrarían en 2025. La línea Loma-Sogamoso (500 kV), adjudicada en 2020, que debía entrar en operación en 2023, solo lo haría en 2025. Estas demoras se originan en los trámites de licenciamiento ambiental y social. La demanda energética proyectada en Bogotá llegaría a 5.550 MVA en 2030, lo que significa un aumento del +39,1% desde 2025. Sin licenciamiento ágil, hasta 1,5 millones de hogares y nuevos desarrollos industriales, comerciales y centros de datos se afectarían o perderían, en detrimento de la competitividad global de Bogotá⁶ y del crecimiento del país. Por su parte, el proyecto Colectora es un conjunto de redes y subestaciones (líneas Colectora - Cuestecitas y Cuestecitas - La Loma 500 kV; subestación Colectora) que recogerá la electricidad de 7 proyectos eólicos por 1.050 MW en La Guajira, y fue adjudicado en 2019. Este proyecto es clave para la oferta nacional de electricidad en los próximos años. Ha sorteado más de 220 consultas previas con comunidades, pero los retrasos se amplían por el surgimiento de nuevas comunidades, reales o fabricadas. Debía entrar en operación en noviembre de 2022, pero solo ingresaría en octubre de 2025, a pesar de que las obras se finalizaron en 2024.

Sirius-2 es un proyecto de gas costa afuera cerca de Santa Marta, de propiedad conjunta de Ecopetrol y Petrobras. Tiene un potencial de suministro de 470 millones de pies cúbicos diarios por 10 años, aproximadamente el 40% de la demanda nacional actual. Según Ecopetrol, es el mayor descubrimiento de gas de toda la historia del país (Ecopetrol 2024). Su entrada en operación requiere US\$ 1.200 millones en exploración y US\$ 2.900 millones para llegar a producción. Para evitar el desplazamiento del cronograma en un año, el proyecto debe resolver 116 consultas previas y 3 licencias ambientales en 4 meses, proceso que empezó en abril de 2025. Con la lógica y los incentivos de ANLA y el Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), este proyecto crítico entraría mucho más adelante de 2030, un año a partir del cual, sin adición de reservas domésticas ni importaciones, se consolidaría un déficit estructural de oferta.

Retos

La innovación en regulación eléctrica está rezagada con respecto a otros mercados internacionales. Los mercados eléctricos de California, Reino Unido y Australia, por ejemplo, han costado, con aciertos y errores, la curva de aprendizaje de numerosas iniciativas regulatorias útiles. Colombia, que adoptó tempranamente el modelo del Reino Unido, atrajo inversión sin diversificación suficiente. Faltan mecanismos de ingreso de oferta que valoren atributos adicionales al costo nivelado de producción, como la firmeza independiente del clima, la localización, la flexibilidad y los aportes a la estabilidad de las redes. La transmisión eléctrica actual es insuficiente para gestionar la

⁶ El informe UN HABITAT-CASS (2020) propone una clasificación de ciudades en 5 grupos. El primer grupo es la ciudad global (grupo A), el segundo grupo es la ciudad central internacional (grupo B); el tercer grupo es la ciudad puerta (*gateway*) internacional (grupo C); el cuarto grupo es la ciudad central regional (grupo D); y el quinto es la ciudad puerta regional (grupo E). Bogotá está clasificada en el grupo C. Sin inversiones decisivas para asegurar la prestación de energía para soportar centros de datos y digitalización, la ciudad se deslizaría a categorías inferiores.

incorporación de FNCER. La distribución se desarrolla todavía con pocas y grandes subestaciones urbanas, cuando ya existen paquetes modulares que mejoran la capacidad de respuesta inteligente y reconfiguración ante contingencias más complejas que las actuales, que serían de mayor frecuencia en el futuro. No hay planes de crear operadores regionalizados de red, ni se han pilotado instrumentos para crear mercados líquidos de servicios al sistema (*ancillary services*) y con la participación del lado de la demanda.

La regulación de gas natural no promueve la competencia en producción ni la integración comercial de los dos submercados. La red de transporte de gas sigue siendo radial (no enmallada) después de 30 años de práctica regulatoria. El cobro de transporte por distancia ha atrincherado dos submercados de producción con un actor predominante en cada caso y restringe, por sus mayores costos al usuario final, la entrada de nueva producción doméstica alejada de los centros de consumo y la competencia en producción. No se ha organizado un mercado de corto plazo que mejore la formación de precios, ni un mercado secundario líquido que facilite ajustes operacionales o la formación de expectativas. No se han introducido facilidades de almacenamiento estratégico.

El esquema de subsidios cruzados es insostenible. Al cierre de 2025 quedaron obligaciones pendientes de pago por \$5,1 billones en subsidios de energía eléctrica y gas combustible, de los cuales \$4,18 billones correspondían a energía eléctrica y \$935 mil millones a gas combustible⁷. En línea con esto, la no apropiación de la totalidad de los recursos solicitados para subsidios eléctricos en 2025 elevó la necesidad y solicitud presupuestal del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos para 2026, de \$4,66 billones a \$8,16 billones⁸. La emergencia refleja un problema estructural originado en la Ley 142 de 1994, que planteó un sistema de subsidios cruzados entre estratos socioeconómicos en el que se presenta una brecha creciente entre contribuciones de unos pocos usuarios a una mayoría de la población. Por ejemplo, los subsidios otorgados en 2024 fueron aproximadamente de \$7 billones, mientras que las contribuciones recaudadas fueron alrededor de \$3 billones. Se requiere reducir el monto total de subsidios, mejorar su focalización, y limitar el aumento de las contribuciones.

La planeación requiere mayor integralidad sectorial. La actual planeación energética examina por separado el papel de la seguridad, la diversificación (se modelan como restricciones), la localización, el papel del lado de la demanda, la interacción entre recursos centralizados y los descentralizados, el papel de la transmisión y la coordinación entre electricidad y gas. Además, la UPME se ha dedicado a asuntos colaterales a su función central, como las revisiones técnicas de las características de las inversiones en renovables y a las subastas de transmisión, que deberían efectuarse por la CREG.

La expansión vertical y horizontal de Ecopetrol en el sector de energía aumenta el riesgo de las inversiones privadas en el sector. La actual política pública busca que Ecopetrol se convierta en una especie de "Enercolombia", sin restricciones de integración para invertir en toda la cadena sectorial eléctrica y en transporte de gas. Esto no resuelve ninguna falla de mercado y es una de las

⁷Decreto Legislativo 1390 de 2025, "por el cual se declara el Estado de Emergencia Económica y Social en todo el territorio nacional".

⁸Ministerio de Minas y Energía (2025a). La auditoría fue elaborada con información disponible al 12 de noviembre de 2025. Por tanto, sus cifras pueden diferir de las reportadas en el Decreto 1390 de 2025.

mayores amenazas a los inversionistas cobijados por la reforma de 1994. No fue una buena idea que Ecopetrol adquiriera el control de ISA en 2021.

1.3. Diversificación y apoyo al crecimiento

Mensaje clave

La política energética debe permitir duplicar el consumo de energía por habitante para que el país salga de la trampa del ingreso medio. La transición no debe ser una sustitución apresurada, sino un portafolio donde fuentes fósiles y renovables coexistan para garantizar seguridad y costos eficientes.

En los países desarrollados y altamente consumidores de energías fósiles importadas, la descarbonización se ha equiparado con una "transición energética" definida por el impulso unilateral a la generación eléctrica con FNCER y electrificación rápida del consumo de energía. Con posterioridad a la pandemia, la noción de "transición energética" ha sufrido una corrección en todas las geografías, originada en parte por la amenaza de corte de exportaciones energéticas como herramienta política, la vulnerabilidad de los países importadores de energía, y el alza de precios de energía.

Los componentes de una ecuación energética balanceada (seguridad energética, diversificación del suministro y producción baja en carbono) están en un proceso de rebalanceo. Por ejemplo, la Unión Europea clasificó el 6 de julio de 2022 al gas y a la energía nuclear como energía verde dentro de su Taxonomía Verde (European Parliament 2022). Progresivamente, la banca comercial reabre su financiación a fuentes energéticas proscritas por años.

Fresso (2024) plantea que la idea de transición energética se apoya en una historia falsa que supone reemplazos sucesivos de fuentes de energía. Sin embargo, la senda de consumos para toda la humanidad en dos siglos muestra que *las fuentes suelen coexistir y complementarse, más que sustituirse por completo*. Mills (2019) estima que, para reemplazar totalmente los hidrocarburos en los próximos 20 años, la producción mundial de renovables debería multiplicarse por 90. En comparación, le tomó medio siglo a la producción de petróleo y gas multiplicarse por 10. Se estaría pidiendo a las FNCER una velocidad de adopción 9 veces más rápida en casi la mitad del tiempo, con menores ventajas logísticas y de densidad por área. En varias décadas, no todo el consumo final de energía se va a electrificar, ni toda la electricidad se va a producir con fuentes renovables.

La mayoría de las emisiones de Colombia no se originan en la producción ni en el consumo de energía (aproximadamente el 34% en 2022), sino en el sector de la agricultura, forestal y cambio de uso del suelo (AFOLU, por sus siglas en inglés; aproximadamente el 55% en ese mismo año). No le corresponde al sector de energía de Colombia correr con el peso de cumplir con los compromisos internacionales de descarbonización. De manera ilustrativa, Cabrales (2023 y 2024) estiman que el costo de reemplazar totalmente la generación a carbón existente con generación eólica de manera lineal hasta 2030 tiene un costo de \$ 56,8 billones de 2022, y el costo de reemplazar la generación a gas existente con generación eólica de manera lineal hasta 2035 tiene un costo de aproximadamente \$ 106,6 billones de 2022. El total asciende a \$ $(56,8 + 106,6) = \$ 163,4$ billones de ese año. Los costos

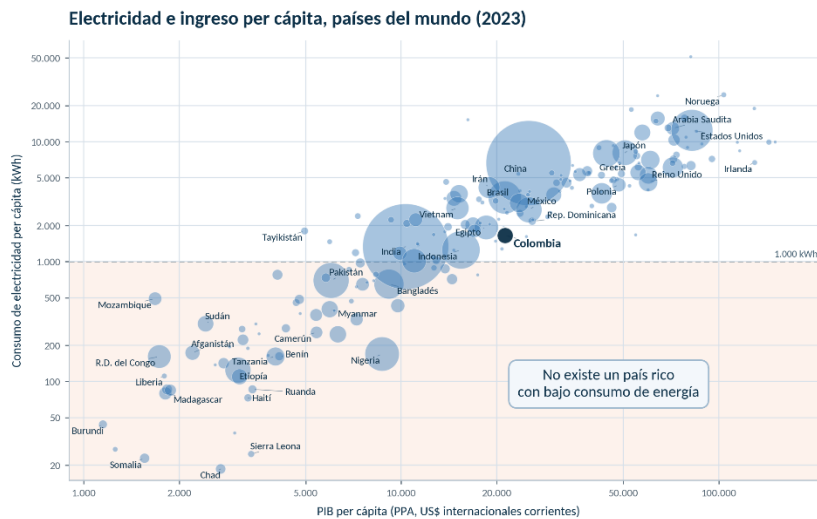
de una descarbonización masiva antes descritos también llegarían por la reducción de los ingresos fiscales ante una menor producción de hidrocarburos en el nivel central y las entidades territoriales⁹.

De las anteriores consideraciones se desprenden los siguientes principios de política energética para Colombia, válidos para las dos fases de propuestas que se desarrollan en las secciones siguientes:

Hay que expandir la oferta de energía como un portafolio que valore todos los atributos de cada fuente. Las bienvenidas reducciones de costos unitarios de las FNCER no cubren las necesidades de continuidad o de densidad en los consumos térmicos de la industria y el transporte interoceánico. La expansión de las FNCER tiene costos adicionales de adopción en baterías, transmisión y "formación de red" para evitar los problemas observados en otros mercados, como lo recuerda el apagón de España y Portugal del 28 de abril de 2025. Es irreal apostar a una sola fuente, y, por restricciones presupuestales, las inversiones en activos energéticos deben ser rentables sin necesidad de subsidios.

La política energética de Colombia debe subordinarse al crecimiento económico. La Figura 1, aunque no implica causalidad, es dicente: no hay países ricos que consuman poca energía por habitante. Para salir de la trampa de ingreso medio (Banco Mundial 2024), Colombia debe duplicar su consumo de energía de 43 giga Joules (GJ) por habitante al año en 2024 (distante del promedio mundial de 73 GJ/año) para sostener un crecimiento del PIB de aproximadamente el 4% anual (Benavides, Cabrales y Delgado, 2022).

Figura 1. Correlación entre consumo de electricidad e ingreso por habitante



Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial (PIB per cápita en PPA y población) y de Energy Institute y Ember, compilados por Our World in Data (consumo de electricidad), 2023. El tamaño de las burbujas es proporcional a la población y ambos ejes están en escala logarítmica.

⁹ La disponibilidad de recursos no renovables como los hidrocarburos ofrece una oportunidad irreplicable de financiar el desarrollo y reducir la pobreza.

2. Recomendaciones

2.1. Teoría del cambio

No basta con defender el modelo sectorial bajo asedio ni ponerse al día en las deudas existentes, sino que hay que modernizarlo teniendo en cuenta los principios de la sección 1.3. La Tabla 1 presenta una teoría del cambio para el sector durante los próximos cuatro años.

Tabla 1. Teoría del cambio para el sector de energía regulada de Colombia 2026-2030

<p>Problemas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de desabastecimiento y asfixia financiera. • Debilitamiento de la CREG y propuestas normativas que destruyen valor, desde 2022. • Deuda técnica en regulación, planeación y vigilancia de mercados.
<p>Insumos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unidad de apoyo con expertos internacionales para acelerar soluciones. • Medidas de choque para aumentar la oferta y revertir las normas que afectan la inversión. • Planeación integrada de recursos, actualización regulatoria con modelo transactivo.
<p>Productos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recuperación de la independencia institucional (CREG) y racionalización de los apoyos públicos. • Centro de I+D+i en energía.
<p>Resultados</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inversiones por USD 30,0 mil millones en 4 años. • Portafolios diversificados con todas las formas de energía y participación de la demanda.
<p>Impactos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seguridad de abastecimiento. • Crecimiento económico y menores precios a los usuarios.

Fuente: elaboración propia.

2.2. Medidas de corto plazo 2026

Mensaje clave

El primer año debe centrarse en el "control de daños": acelerar la generación de 1.000 MW a carbón (la más rápida de instalar), importar gas natural, pagar la deuda de subsidios y simplificar las licencias ambientales para proyectos críticos.

Prioridad 1. Disminuir el riesgo de racionamiento de electricidad

Impulsar la construcción acelerada de 1.000 MW de generación a carbón ante la urgencia de evitar un racionamiento. El MME lanzaría un concurso para el ingreso de una o varias plantas que sumen 1.000 MW, mediante el esquema de PPA, y que no entraría al mercado spot. No será posible el ingreso de generación firme independiente del clima por el déficit de gas. La generación a carbón es la tecnología con menor tiempo de instalación y ataca el déficit en las horas de mayor demanda. Esta generación haría parte de los anillos de seguridad de suministro. Ingresaría con subasta

competitiva. Su producción se activaría por XM para cubrir déficits de energía firme, y su energía se pagaría por la demanda a precio de escasez. Los inversionistas privados en generación a carbón recibirían pagos por confiabilidad.

Acelerar la entrega de energía de autogeneradores. XM inscribirá en el registro de beneficiarios de cargo por capacidad a autogeneradores dispuestos a vender energía en eventos de escasez. Estos autogeneradores recibirán pago por cargo de confiabilidad de facto equivalente por energía inyectada durante condiciones de hidrología crítica cuando exista un déficit de energía firme, y pagos por energía remunerados a precio de escasez.

Revertir normas y regulaciones que reducen la generación existente. La CREG deberá relajar las restricciones de caudales ambientales a un nivel prudente que habilite el embalsamiento para épocas de sequía. El MME y la CREG, según corresponda, deben retirar las propuestas de valor económico negativo impulsadas en los últimos dos años con respecto al mercado mayorista de electricidad, que incluyen, por lo menos, y en consistencia con el diagnóstico: (i) la asignación de un cargo por confiabilidad por tecnología con precios de escasez bajos, (ii) la introducción de techos de precios en el mercado spot, y (iii) la eliminación del cargo por confiabilidad a plantas "amortizadas".

Impulsar los recursos descentralizados y la gestión de la demanda. La CREG ampliará el alcance de la actividad de comercialización para que incorpore la agregación de recursos energéticos descentralizados y la gestión del lado de la demanda, con actores que puedan comprar y vender en el mercado mayorista y en contratos de ganancia compartida con los dueños de los activos distribuidos y de demanda desconectable voluntaria. Esto incluye a las plantas virtuales de potencia (VPP) y los modelos de gestión flexible de la demanda, tales como CalFUSE (California Public Utilities Commission 2022).

Simplificar el trámite de conexión a la red y construir holgura en transmisión. La CREG deberá adaptar el esquema *connect and manage* de ERCOT en el mercado de Texas, que no requiere estudios detallados para aprobar conexiones de generación renovable, y que habilita a los que se conectan a realizar inversiones de interconexión que se recuperan con cargos de transmisión a los usuarios. En este esquema, los riesgos de incumplir con el despacho centralizado o con contratos bilaterales corren por cuenta de los generadores que se conectan. Este modelo requiere supervisión permanente del estado de las redes e inversiones adicionales en transmisión, que no deben ser convocadas por UPME, sino por la CREG, con apoyo de XM, que identificará las ampliaciones del sistema interconectado y de nuevas tecnologías, como las baterías de gran tamaño.

Acelerar la adopción de la eficiencia energética. FENOGE acelerará la financiación de la conversión de electrodomésticos a etiquetas A y B (más eficientes), la iluminación LED, y la conversión de sistemas completos de energía de acuerdo con la norma ISO 50005 en los niveles avanzado y experto. Los bancos de desarrollo local financiarán a empresas de servicios de energía (ESCO, por su sigla en inglés) de tipo inversionista, altamente digitalizadas, con subsidios a la tasa de interés. Estas firmas realizan inversiones a riesgo para modernizar procesos y equipos consumidores

de energía, mediante un contrato de ahorros compartidos con la firma del sector real que los contrata. Durante la duración del contrato de ahorros compartidos, los activos invertidos por la ESCO son de su propiedad, y al finalizar el contrato, pasan al balance de la firma contratante.

Prioridad 2. Disminuir el riesgo de desabastecimiento de gas natural

Impulsar el ingreso de instalaciones de importación de gas natural de 400 Giga BTU / día ante la urgencia de evitar un racionamiento. Aun si se iniciara hoy el desarrollo de recursos domésticos, no ingresarían a tiempo para evitar restricciones de oferta en dos años. Hay numerosas iniciativas de importación de gas natural en diferente grado de preparación y la producción de Sirius, aun con ingreso ágil, será insuficiente para cubrir el déficit esperado. En estas circunstancias, la realización de una subasta de ingresos de dos atributos por parte del MME (costo y tiempo de ingreso) para importaciones es la mejor forma de minimizar el riesgo de racionamiento.

Acelerar la incorporación de reservas probadas. De cualquier manera, el MME liderará la aceleración del ingreso de la producción de Sirius, La Belleza, Floreña y Arrecife y de la ampliación de Gibraltar para atender el crecimiento de la demanda después de 2031.

Actualizar la regulación y construir holgura en transporte. Para que las nuevas inyecciones de gas lleguen a destino, la CREG debe resolver solicitudes de agregación de tramos de transporte, adoptar cargos de redes pendientes (algunos de estos asuntos con más de 5 años de retraso). Además, la CREG introducirá el cobro del transporte por estampilla en redes regionales para fomentar ingreso de reservas domésticas que actualmente no son competitivas con el cobro por distancia y establecerá plazos perentorios a los operadores de red para poner en operación la bidireccionalidad de Barranquilla-Ballena, Vasconia-La Belleza y Cartagena-Jobo, y las ampliaciones indispensables para facilitar el flujo comercial entre los dos grandes submercados.

Reabrir la exploración y habilitar el *fracking*. El MME reducirá el *government take* de hidrocarburos con el fin de ajustarlo a las condiciones de riesgo y materialidad de los yacimientos de gas de Colombia, de manera que la producción pueda competir en atracción de inversiones con México, Argentina, Brasil y Guyana. La ANH debe también promover el *fracking* bien hecho, tecnología que tiene una curva de aprendizaje madura a nivel mundial y cuyos avances (ver Apéndice) reducen sus impactos y riesgos ambientales. Las decisiones de inversión en *fracking* deben basarse en análisis costo-beneficio y de riesgo proyecto por proyecto, y no por pilotos.

Prioridad 3. Eliminar el riesgo financiero sistémico

Acelerar y programar el pago de subsidios al sector, y racionalizar su entrega. Se propone: (i) liquidar y pagar, mediante un cronograma público, los subsidios otorgados y pendientes de pago al cierre de 2025 (\$5,1 billones, de los cuales \$4,18 billones correspondían a energía eléctrica y \$935 mil millones a gas combustible); y (ii) autorizar el uso de recursos de crédito, emisión de bonos y cruce de impuestos para atender la deuda de subsidios. También se deberá facilitar la subrogación de subsidios futuros para efectos de obtener liquidez tanto por los saldos de la opción tarifaria como de

subsidios causados. En promedio, la deuda pública por subsidios a los sectores de electricidad, gas natural y GLP crece en COP\$ 300 mil millones mensuales, cifra que podría reducirse a \$200 mil millones en 2030 con una racionalización del modelo de subsidios.

Pagar la deuda de Air-e y Afinia y diseñar una solución sostenible del servicio. Como **primera medida**, el MHCP debe pagar las deudas de todo tipo de Air-e (\$2,3 billones a octubre de 2025)¹⁰ y Afinia con una combinación de recursos del presupuesto general de la nación, la emisión de un bono, o deuda de bancos multilaterales, previo establecimiento de un orden jerárquico de pago a los acreedores. Esta deuda debe convertirse en participación accionaria del tipo acciones doradas del estado para liderar una reorganización estructural. Como **segunda medida**, y para evitar la reproducción de los problemas de incumplimiento de pagos y bajos niveles de servicio de estas dos firmas, se debe formular un nuevo modelo para estas regiones basado en tres medidas: (i) concesionar la prestación del servicio de manera competitiva con aportes de vigencias futuras e incentivos a recuperar cartera con niveles de calidad e inversiones ajustadas a las condiciones locales; (ii) introducir prepago, tecnología que ya es factible; y (iii) eliminar el instrumento de la opción tarifaria.

Prioridad 4. Asegurar el ingreso de proyectos críticos de suministro

Acelerar el proceso de licencia ambiental y consulta previa. De acuerdo con las discusiones del autor con expertos y líderes gremiales del sector, una propuesta de racionalización de los problemas de licencia y consulta debe contemplar, por lo menos: (i) la ampliación de la labor de la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE) a proyectos de energía, con un foco en los proyectos de alta prioridad que se han mencionado en las propuestas anteriores; (ii) la simplificación de la licencia ambiental para proyectos de baja complejidad o bajo impacto (FNCER, líneas de transmisión que no atraviesan ecosistemas críticos); (iii) la consolidación de las consultas en un proceso unificado con plazos ciertos, en el marco de una ley estatutaria que reglamente el derecho a la consulta previa —incluido un registro único de comunidades—, como proponen Cadena y Wiesner (2025); (iv) la focalización de las compensaciones en bienes públicos locales (proyectos comunitarios de salud, educación, agua potable y conectividad digital) mediante obras por impuestos o por APP¹¹.

¹⁰ Ministerio de Minas y Energía (2025b).

¹¹ De manera independiente, Cadena y Wiesner (2025) desarrollan propuestas coincidentes con la mayoría de las medidas acá planteadas.

2.3. Ajustes indispensables 2027-2030

Mensaje clave

A mediano plazo, es vital recuperar la independencia de la CREG, restablecer las condiciones para la inversión privada masiva y crear un Centro de I+D+i que impulse la innovación en redes inteligentes y mercados de servicios.

En todo el mundo, la regulación y la planeación energética siempre serán trabajo en progreso por el cambio tecnológico y social. Hay que saldar *la deuda técnica* de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). De lo contrario, las crisis de abastecimiento y financieras se podrían reproducir.

Rescatar la independencia y nivel de CREG y reforzar la vigilancia de mercados. La reconstrucción regulatoria exigirá que el nuevo gobierno garantice la independencia y calidad técnica en la CREG, y retome la senda de la regulación basada en incentivos. Se deben nombrar expertos comisionados de gran calibre y carácter. Debe asegurarse que XM tenga la certeza de poder desarrollar sin presiones su trabajo técnico, y deje de ser filial de ISA. Por último, debe volverse a conformar una unidad de vigilancia de la competencia independiente en el mercado mayorista de electricidad, ampliada al mercado de gas.

Restablecer condiciones para la inversión privada. Se propone vender un porcentaje accionario para que un inversionista adquiera el control de ISA. Esto sería una poderosa señal a los inversionistas de que se remueve la principal amenaza de desplazamiento del capital privado en electricidad. Los recursos de la transacción deberían usarse para aumentar las reservas de Ecopetrol, empresa que debe reenfocarse en la exploración y producción de gas y petróleo y no integrarse verticalmente con el transporte de gas.

Adoptar una regulación transactiva. La CREG debe migrar a un mercado eléctrico transactivo (TE), con más instrumentos de mercado. Un mercado TE facilita el equilibrio de oferta y la demanda con mercados locales donde la energía se transa entre prosumidores, consumidores y recursos energéticos distribuidos. Estos mercados pueden incluir contratos bilaterales y plataformas *peer-to-peer*, para minimizar costos totales y optimizar el uso de recursos locales que reducen la dependencia de la red principal. El modelo TE también incorpora el concepto de valor más allá del costo en bolsa, con mercados para servicios de apoyo a la estabilidad de la red. Esta tarea se puede desarrollar absorbiendo la curva de aprendizaje de operadores de red como el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) (IEEE 2025), que impulsa además el desarrollo de operadores de redes de distribución. Hay que promover la descentralización de inteligencia de decisiones. La tendencia mundial en redes urbanas es pasar de unas pocas subestaciones de gran tamaño a muchas subestaciones modulares inteligentes, que facilitan despliegues rápidos en espacios limitados. Con ellas se logra una gestión más ágil y automatizada de la energía, la coordinación con los agregadores de recursos descentralizados, y la capacidad para detectar y aislar fallas rápidamente con protocolos

de autorrecuperación (*self-healing*). Asimismo, se debe habilitar la construcción y remuneración adecuada de tres o cuatro instalaciones de almacenamiento de gas, para disponer de este combustible durante contingencias. La dimensión de estos almacenamientos, sus reglas de operación, y su esquema de remuneración se debe realizar por la CREG, teniendo en cuenta los costos de racionamiento.

Desarrollar planeación integrada de recursos. La UPME debe adoptar el modelo de planeación integrada de recursos (IRP, por sus siglas en inglés). La IRP permite anticipar y gestionar la oferta y demanda de energía considerando aspectos económicos, tecnológicos y ambientales de manera concurrente. Su función principal es orientar la construcción de portafolios balanceados que valoren la seguridad y confiabilidad en el suministro, la flexibilidad, la localización, y promuevan más inversiones en transmisión y oferta innovadora. Puntualmente, se recomienda evaluar en profundidad la instalación distribuida de plantas nucleares modulares y baterías de gran escala, que apoyarían la energía firme, el cubrimiento de la demanda máxima y la seguridad del sistema eléctrico. Esta tarea puede desarrollarse con el apoyo del National Renewable Energy Laboratory (NREL 2024) de Golden (CO). Finalmente, la UPME debe abandonar tareas ajenas a su propósito central, como la organización de subastas de transmisión y las revisiones notariales de solicitudes sobre características de plantas FNCER y conexión al sistema de transmisión.

Crear un Centro de I+D+i en energía. La Misión Internacional de Sabios 2019 propuso organizar este centro, cofinanciado entre el estado y la industria (como los institutos Fraunhofer de Alemania), regido por el derecho privado. El MME y el MCTI deben impulsar la adopción y desarrollo de tecnologías de eficiencia energética y apoyar desde lo técnico el modelo transactivo y descentralizado con software, instrumentación y control avanzados. El Centro tendría una estructura descentralizada en 6 agrupaciones urbanas del país (Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla-Cartagena, Bucaramanga, Manizales-Pereira).

Cambiar el modelo para cerrar la brecha de cobertura en electricidad. La cobertura eléctrica colombiana alcanzó 93,12% al final de 2025 (98,71% urbana vs. 75,92% rural; UPME 2026). Los instrumentos que llevaron la cobertura hasta este punto, como son el FAER, el FAZNI, PRONE y las Áreas de Servicio Exclusivo, son insuficientes en agilidad y en flexibilidad frente al remanente disperso y de alto costo unitario. Se propone, como alternativa, subastar a operadores privados con altas capacidades tecnológicas, por departamento o subregión, paquetes de viviendas sin servicio para electrificación individual con sistemas solares domésticos o microrredes aisladas, bajo un contrato de largo plazo en el que el operador gana el área ofreciendo el menor pago público complementario por usuario conectado. El pago se debe condicionar a indicadores verificados de disponibilidad y continuidad del servicio. Esta es una adaptación del modelo BBOX (Reino Unido), que financia y opera sistemas solares domésticos pay-as-you-go con cobro por dinero móvil y monitoreo remoto. Ha conectado a más de 6 millones de personas en más de diez países africanos. El modelo BBOX combina financiación privada escalable, facturación atada a uso real medido remotamente y subsidio público dirigido al pago recurrente, alineando los incentivos del operador con la continuidad del servicio.

Qué no debería hacer el próximo gobierno

- Mantener la moratoria a la exploración de hidrocarburos o restringir el uso de gas natural nacional.
- Utilizar nombramientos temporales o por encargo en la CREG para subordinar la regulación al poder ejecutivo.
- Permitir que Ecopetrol se expanda verticalmente de forma ilimitada, destruyendo la competencia y desincentivando la inversión privada.
- Imponer precios de bolsa o cambios en la formación de precios sin sustento técnico ni competencias legales.
- Continuar acumulando deuda de subsidios mes a mes sin un plan de pago creíble.

3. Implementación

3.1. Unidad ejecutora 2026-2027

Mensaje clave

Es necesaria una unidad temporal de expertos que gestione inversiones por US\$ 30 mil millones y contrate firmas especializadas para ejecutar medidas de choque y reparar la normatividad. Su función es crear un entorno habilitante antes de disolverse en 2027.

La solución de los problemas de corto plazo y estructurales requiere velocidades de entrega y detalles de diseño que exceden las capacidades de las instituciones sectoriales. Se necesitará una unidad ejecutora que se disuelva en 2027, y que cree un entorno habilitante para que, durante 4 años se inviertan, por lo menos, US\$ 30 mil millones en activos de electricidad (57,8%) y gas (42,2%). El componente eléctrico incluye generación (carbón, gas natural, hidroeléctricas, renovables no convencionales), baterías de gran escala, subestaciones urbanas modulares, transmisión y distribución. El componente de gas incluye nueva exploración, el desarrollo de Sirius-2 costa afuera, una nueva planta de regasificación, transporte, y distribución.

La unidad de apoyo debe conformarse con expertos pragmáticos que tengan experiencia en reformas. Deben producir resultados ágiles con cronogramas cortos y propuestas tan sencillas como sean posibles, y dejar capacidad instalada en CREG, UPME y el MME.

Se aconseja la contratación competitiva de 4 firmas, con las siguientes especialidades: (i) implementación de las medidas de choque; (ii) reparación de normatividad; (iii) modernización de arquitectura regulatoria y planeación, y (iv) banca de inversión para estructurar la venta de ISA.

Quién debe liderar la agenda / responsables

- **Unidad Ejecutora 2026-2027:** Una oficina temporal de expertos encargada de implementar las medidas de choque y reparar la normatividad.
- **CREG:** Liderar la modernización de la arquitectura regulatoria y recuperar la vigilancia de los mercados con expertos nombrados en propiedad.

- **Ministerio de Minas y Energía:** Definir la política de largo plazo centrada en el crecimiento y liderar la reapertura exploratoria.
- **Banca de Inversión:** Estructurar soluciones financieras para el sector y la posible venta de activos estatales para financiar la expansión.
- **UPME:** adoptar planeación integrada de recursos y abandonar tareas ajenas a su misión central.
- **Gobierno nacional (MHCP):** pagar la deuda con el sector y diseñar la solución estructural para la Costa Caribe.

Comentarios finales

Las medidas planteadas exigen gasto de capital político. Además de la unidad de implementación, se debe contratar el apoyo de firmas especializadas en comunicación para desplegar una campaña pedagógica sobre la importancia de implementar las propuestas, en foros regionales y sectoriales.

Cómo saber en un año si la estrategia va bien

- Reducción medible en la probabilidad de racionamiento de energía mediante la adición efectiva de nueva capacidad firme.
- Normalización del flujo de pagos de subsidios desde el Presupuesto General de la Nación hacia las empresas del sector.
- Reducción en los tiempos promedio de trámites ante la ANLA y el Ministerio del Interior para proyectos de infraestructura energética.
- Incremento en el número de pozos de gas natural perforados y reactivación de la inversión extranjera en exploración.

Referencias

Banco Mundial. (2025). Acceso a la electricidad (% de la población). Colombia.

https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?name_desc=false&locations=CO

Banco Mundial. (2024). The Middle-Income Trap. World Development Report 2024.

<https://www.worldbank.org/en/publication/wdr2024>

Benavides, J. (2025a). *2ª propuestas para el sector eléctrico Colombia 2026-2030*. ACCE y FISE. 11º Encuentro Latinoamericano de Energía. Cali, abril de 2025. Presentación ppt.

Benavides, J. (2025b). Demolición del sector eléctrico y continuidad en el poder.

<https://contextomedia.com/demolicion-del-sector-electrico-y-continuidad-en-el-poder/>

Benavides, J. (2025c). Definición y enfoque del concepto de infraestructura estratégica para gestionar la crisis climática, promover el desarrollo económico y cerrar brechas sociales en las áreas metropolitanas de Bogotá, Lima y Santiago. Documento preparado para el Lincoln Institute of Land Policy (LILP). Cambridge, MA.

Benavides, J. (2024). Retos para reconstruir el sector energético 2026-2030.

<https://www.eltiempo.com/economia/sectores/retos-para-reconstruir-el-sector-energetico-2026-2030-3406645>

Benavides, J. (2023a). *Incentive Mechanisms to Escalate DER in Colombia*. Panel: Decentralization of Power Generation: The New Paradigm. IEEE Power & Energy Society. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2023, ISGT-LA 2023. San Juan, Puerto Rico. Presentación ppt.

Benavides, J. (2023b). Evitar la implosión del sector energético.

<https://www.eltiempo.com/economia/sectores/evitar-la-implosion-del-sector-energetico-772700>

Benavides, J. (2022). *DER, Smart Energy Cities and VPP*. World Energy Committee (WEC). Presentación ppt.

Benavides, J. (2021). La infraestructura en Colombia: balance, prospectiva y recomendaciones en TIC, electricidad, gas y transporte. Libros Fedesarrollo 19950, Fedesarrollo.

<https://ideas.repec.org/p/col/000516/019950.html>

Benavides, J. y S. Cabrales. (2024). Impacto de la adopción abrupta de FNCER sobre la estructura y la confiabilidad de la generación eléctrica en Colombia.

Benavides, J. y S. Cabrales. (2023). Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia.

<https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4465>

Benavides, J. y S. Cabrales. (2020). Hacia un mercado único de gas natural en Colombia: *policy note*.

<https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3908>

Benavides, J., S. Cabrales y M. E. Delgado. (2022). Transición energética en Colombia: política, costo de la carbono neutralidad acelerada y papel del gas natural.

<https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4318>

BBOX. (2025). Bbox is championing the economic empowerment of Africa. We transform lives and unlock potential. <https://www.bbox.com/#/top>

Cabrales, S. y J. Benavides. (2025). Nota 1. Incremento del precio del gas natural residencial en escenarios de mayor importación.

<https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4772>

Cadena, X. y D. Wiesner. (2025). Propuestas de reforma para las licencias ambientales y la consulta previa en los sectores de infraestructura y energía. Fedesarrollo.

California Public Utilities Commission. (2022). Advanced Strategies for Demand Flexibility Management and Customer DER Compensation. Energy Division White Paper and Staff Proposal.

<https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-response/demand-response-workshops/advanced-der---demand-flexibility-management/ed-white-paper---advanced-strategies-for-demand-flexibility-management.pdf>

Carabott, M. y K. Will. (2023). Price Cannibalisation: When Oversupply Drives Down Electricity Prices- leading edge energy.

<https://www.leadingedgeenergy.com.au/blog/electricity-price-cannibalisation-oversupply-drives-down-prices/>

Corficolombiana. (2022, 18 de octubre). Informe especial: ponencia reforma tributaria 2022.

[https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/221018-Informe-Especial-Ponencia-Reforma-tributaria-2022vf%20\(1\).pdf/fca94e31-9742-026a-7694-c7e7dd4aedf2](https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/221018-Informe-Especial-Ponencia-Reforma-tributaria-2022vf%20(1).pdf/fca94e31-9742-026a-7694-c7e7dd4aedf2)

CREG, (2024). Resolución 101 066. Por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_066_2024/

Ecopetrol. (2024). Ecopetrol y Petrobras confirman el mayor descubrimiento de gas del país con el pozo Sirius-2.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/ecopetrol-y-petrobras-confirman-el-mayor-descubrimiento-de-gas-del-pais-con-el-pozo-sirius-2>

European Parliament. (2022). EU Parliament votes to keep nuclear and gas as green investments.

<https://eu-taxonomy.info/news/eu-parament-votes-to-keep-nuclear-and-gas-as-green-investments>

Fedesarrollo. (2025). ¿Cómo están los balances de energía en Colombia? Perspectivas y retos. Presentación del Director de Fedesarrollo en Acolgen, mayo de 2025.

Fressoz, J. B. (2024). *Sans transition: Une nouvelle histoire de l'énergie*. SEIL.

IEEE. (2025). Transactive Energy Market: The Future for Utilities. Blockchain Community.

<https://blockchain.ieee.org/verticals/transactive-energy/topics/transactive-energy-market-the-future-for-utilities#:~:text=In%20the%20transactive%20energy%20market,when%20energy%20is%20more%20costly.>

Jampol, N. (2024). Huge batteries are changing America's power grid in big ways: 'It's still technology that we are getting used to working with.

<https://www.thecooldown.com/green-tech/batteries-gigawatt-power-storage-us-energy/>

Mills, M-P. (2019). THE “NEW ENERGY ECONOMY”: AN EXERCISE IN MAGICAL THINKING. The Manhattan Institute. <https://media4.manhattan-institute.org/sites/default/files/R-0319-MM.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2025a). Informe de auditoría interna No. 2025-108: Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos del Sector Eléctrico (FSSRI) en el Sistema Interconectado Nacional y las Zonas No Interconectadas, y Fondo de Energía Social (FOES). Oficina de Control Interno, diciembre de 2025. https://www.minenergia.gov.co/documents/15008/OCI-Informe-2025-108-FSSRI_y_FOES_2025.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2025b). Formato memoria justificativa: proyecto de resolución “Por medio de la cual se dictan lineamientos de carácter transitorio para propender por la continuidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la región Caribe”. 23 de octubre de 2025. https://www.minenergia.gov.co/documents/14754/Memoria_justificativa_MERCADO_REGION_CARIBE_24102025.pdf

Naturgas. (2024). Informe cifras del gas 2024. Transactive Energy Market: The Future for Utilities.

https://naturgas.com.co/wp-content/uploads/2024/12/Informe-Cifras-del-Gas-2024_Naturgas.pdf

NREL. (2024). Advanced Guide to Understanding Power System Model Results for Long-Term Resource Plans. <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88337.pdf>

Oil Channel. (2025). Contraloría y Asocodis alertan por deuda de \$6,4 billones en subsidios de energía en Colombia.

<https://oilchannel.tv/noticias/contraloria-y-asocodis-alertan-por-deuda-de-64-billones-en-subsidios-de-energia-en-colombia>

Santa María, M. et al. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. Fedesarrollo. <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/171?locale-attribute=en>

UN-HABITAT-CASS. (2020). Global Urban Competitiveness Report (2019-2020) - The World: 300 years of transformation into city. https://unhabitat.org/sites/default/files/2020/10/global_urban_competitiveness_report_2019-2020_the_world_300_years_of_transformation_into_city.pdf

UPME. (2026). Colombia alcanza 93,12% de cobertura eléctrica tras llevar energía a 539.351 nuevos hogares y registrar el mayor avance en la ruralidad. https://www.upme.gov.co/upme_noticias/colombia-alcanza-9312-de-cobertura-elctrica-tras-llevar-energa-a-539351-nuevos-hogares-y-registrar-el-mayor-avance-en-la-ruralidad/

UPME. (2024). Plan indicativo de Expansión de la Generación – Actualización 2023-2037. https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf

UPME. (2023). Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023-2037. https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_Generacion_2023-2037_a_comentarios.pdf

Wattstor. (2023). Finding a Sustainable Solution to Renewables Cannibalisation. <https://wattstor.com/insight/finding-a-sustainable-solution-to-renewables-cannibalisation/>

XM. (2025). Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN. Documento XM-CND-014. https://stdrupal01.blob.core.windows.net/temporalportal/XM_CND_2025_PROPUESTAS%20ANTE%20RIESGOS%20OPERATIVOS_SISTEMICOS7456.pdf?sig=%2BNvrNUd10CSebEphdwYIScpy%2FxEw1jE%2FZ3FLWv2las%3D&st=2025-07-04T19%3A58%3A55Z&se=2025-07-04T20%3A00%3A55Z&sv=2019-02-02&sp=r&sr=c

Apéndice. Tecnologías energéticas 101

Recursos clásicos y nuevos en electricidad

Hasta el momento, la mayor parte del valor económico de la electricidad fluye en una sola vía, producida centralizadamente y llevada por redes de transmisión y distribución a un consumidor final pasivo, de acuerdo con el modelo centralizado de más de un siglo. El cambio tecnológico en tamaño y variedad de la generación permitirá construir un sistema descentralizado, pero ha generado una gran confusión sobre el papel de las energías renovables. El predominio absoluto de la electricidad totalmente limpia en la energía no es compatible con la realidad, pues ninguna tecnología de generación es superior a las demás en términos de costos, contaminación, seguridad de suministro, densidad volumétrica y flexibilidad, no toda la energía se podrá electrificar en usos finales, y no toda la electricidad se puede producir razonablemente con FNCER.

Si se comparan tecnologías de cero emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), se tiene que:

- La energía solar fotovoltaica ha experimentado una positiva reducción en sus costos por kWh, pero su intermitencia sigue siendo un desafío significativo, además de que exige costosas inversiones adicionales en CAPEX y OPEX en almacenamiento en baterías, inteligencia artificial, transmisión, distribución y gestión de perturbaciones para evitar apagones.
- La energía nuclear ofrece una generación plana y libre de emisiones directas de CO₂ que aumenta la seguridad de suministro, en la medida en que pueda usarse en horas de baja demanda para almacenar energía en los embalses de las hidroeléctricas. En la COP28 de 2023, más de veinte países acordaron triplicar la capacidad nuclear global para 2050. La tecnología nuclear avanza hacia reactores más pequeños y seguros, aunque no están ampliamente comercializados. Los accidentes históricos han dejado una impresión duradera en la percepción pública que dificulta el desarrollo e inversión en nuevas plantas nucleares. Por suerte, esta impresión se contrarresta por la fuerte promoción de la electricidad generada con plantas nucleares por parte de las empresas tecnológicas (Google, Meta, Microsoft y Amazon, por ejemplo).

Y si se comparan las FNCER con fuentes energéticas más densas, se tiene que:

- Con las tecnologías actuales, una inversión de USD 1 millón en paneles solares produciría 40 millones de kWh en 30 años y en eólica, 55 millones de kWh en el mismo período. En comparación, una inversión similar en equipos de extracción de petróleo por fracking generaría 300 millones de kWh en ese lapso.
- Almacenar un barril de petróleo o su equivalente cuesta menos de USD 1. En cambio, con baterías, aunque sus costos de almacenamiento disminuyen, cuesta USD 200 almacenar la energía equivalente a un barril de petróleo.
- Se requiere construir cerca de 3 MW de equipos solares o eólicos por cada 1 MW de generadores térmicos reemplazados (por la intermitencia), aunque los costos por kWh sean similares. Con USD 200 mil en baterías tipo Tesla, que pesan 20 mil lb, se puede almacenar la energía equivalente a un barril de petróleo, que pesa 300 libras y se guarda en un tanque que cuesta USD 20.

Los **recursos energéticos descentralizados** (DER, por sus siglas en inglés) incluyen dispositivos eléctricos de pequeña escala que se pueden despachar, tales como paneles solares en techos, aire acondicionado y baterías, entre otros. Los DER proporcionan flexibilidad al sistema eléctrico en pequeña escala. Permiten una respuesta rápida a las fluctuaciones en la demanda y mejorar la resiliencia frente a eventos adversos, como sequías o interrupciones en el suministro de energía. Puesto que generan energía cerca a los nodos de consumo, los DER reducen los flujos de las redes de transmisión y distribución y pueden postergar inversiones y reducir el tiempo de licencias ambientales. Además, aumentan la oferta de generación y ofrecen servicios complementarios esenciales, como regulación de frecuencia y control de voltaje, que son cruciales para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

Los **agregadores**, o plantas de potencia virtuales (VPP por sus siglas en inglés), son el instrumento más importante para extraer valor económico de la flexibilidad de los recursos energéticos descentralizados. Una VPP tiene el derecho de conectar y desconectar artefactos, respaldado por contratos con los propietarios de los activos. Las VPP utilizan sistemas de comunicación y control digitalizados, e inteligencia artificial para predecir, agregar y optimizar recursos.

En Colombia, la mayor parte de la próxima capacidad entrante de FNCER al mercado está ubicada en La Guajira. Se requieren **nuevas líneas de transmisión** tanto para conectar estas fuentes a la red existente, como infraestructura adicional para manejar la confiabilidad de la red.

El despliegue de **baterías de gran escala** compensa la intermitencia de las FNCER. Las baterías almacenan el exceso de energía generada durante los picos de producción, que luego se puede usar cuando la demanda aumenta o cuando la generación convencional disminuye. La integración de sistemas de baterías de gran escala requiere una planificación cuidadosa y adaptación de la operación, ya que los sistemas actuales no fueron diseñados originalmente para incluir tal tecnología. Jampol (2024) reseña que, en Texas, las baterías suministraron hasta 4% de la electricidad de Texas cuando otras fuentes de energía estaban desconectadas. En California, las baterías han evitado cortes eléctricos durante olas de calor y han sido clave para atender el aumento de la demanda eléctrica por la noche. La inversión en baterías ha crecido en California (37% de nueva capacidad), Texas (24%), Arizona (19%) y Nevada (13%). En total, en Estados Unidos se añadieron 4.200 MW de almacenamiento de baterías solo en la primera mitad de 2024.

Características del gas natural

El gas natural es versátil y emite menos GEI por unidad energética que otros combustibles fósiles. Las tecnologías de consumo intermedio y final son modulares y pueden reemplazar esos combustibles más contaminantes sin pérdida de confiabilidad y, en la mayoría de los casos, a menor costo. Es un producto transable cuyas cadenas de oferta (producción, transporte por ductos, barco o camión) y redes de distribución ampliamente desplegadas suministran energía densa para diversos usos finales. **Este hidrocarburo puede:** (i) proveer firmeza en generación eléctrica; (ii) apoyar la chatarrización de flotas urbanas antiguas, reduciendo material particulado; (iii) impulsar la eficiencia

energética con cobeneficios en competitividad; (iv) desarrollar productos petroquímicos de alto valor y demanda mundial, como la urea; y (v) ayudar a reducir la pobreza y vulnerabilidad energética.

El **fracking** extrae hidrocarburos inyectando fluidos, arena y químicos a alta presión que fracturan la roca y liberan los hidrocarburos. Este método fue criticado inicialmente por su riesgo de contaminación. Sin embargo, la industria ha incorporado **avances tecnológicos** en los últimos cinco años, como el uso de fluidos alternativos al agua, como CO₂ supercrítico y nitrógeno, el reciclaje y tratamiento avanzado del agua con filtración por membrana y oxidación avanzada, y el monitoreo sísmico en tiempo real con sensores y redes de alta resolución, que ayudan a identificar microfracturas y prevenir riesgos geológicos. La perforación horizontal y multietapa permite capturar más hidrocarburos con menos pozos. Esta curva de aprendizaje permite evaluar proyectos caso a caso, sin necesidad de pilotos para validar o invalidar la tecnología en abstracto.