



ENERGÍA

LA PERFECCIÓN DE LO INEXISTENTE: EL PROBLEMA
DE LA INFRAESTRUCTURA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

ENERGÍA

LA PERFECCIÓN DE LO INEXISTENTE: EL PROBLEMA DE LA INFRAESTRUCTURA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

Introducción

1

Contexto del sector energético

2

Un sistema que juega a no perder

3

Acuerdos y desacuerdos: cuando todos tienen razón a medias

4

La economía conductual como lente para entender el conflicto

5

Entender la realidad en un mundo de grupúsculos

6

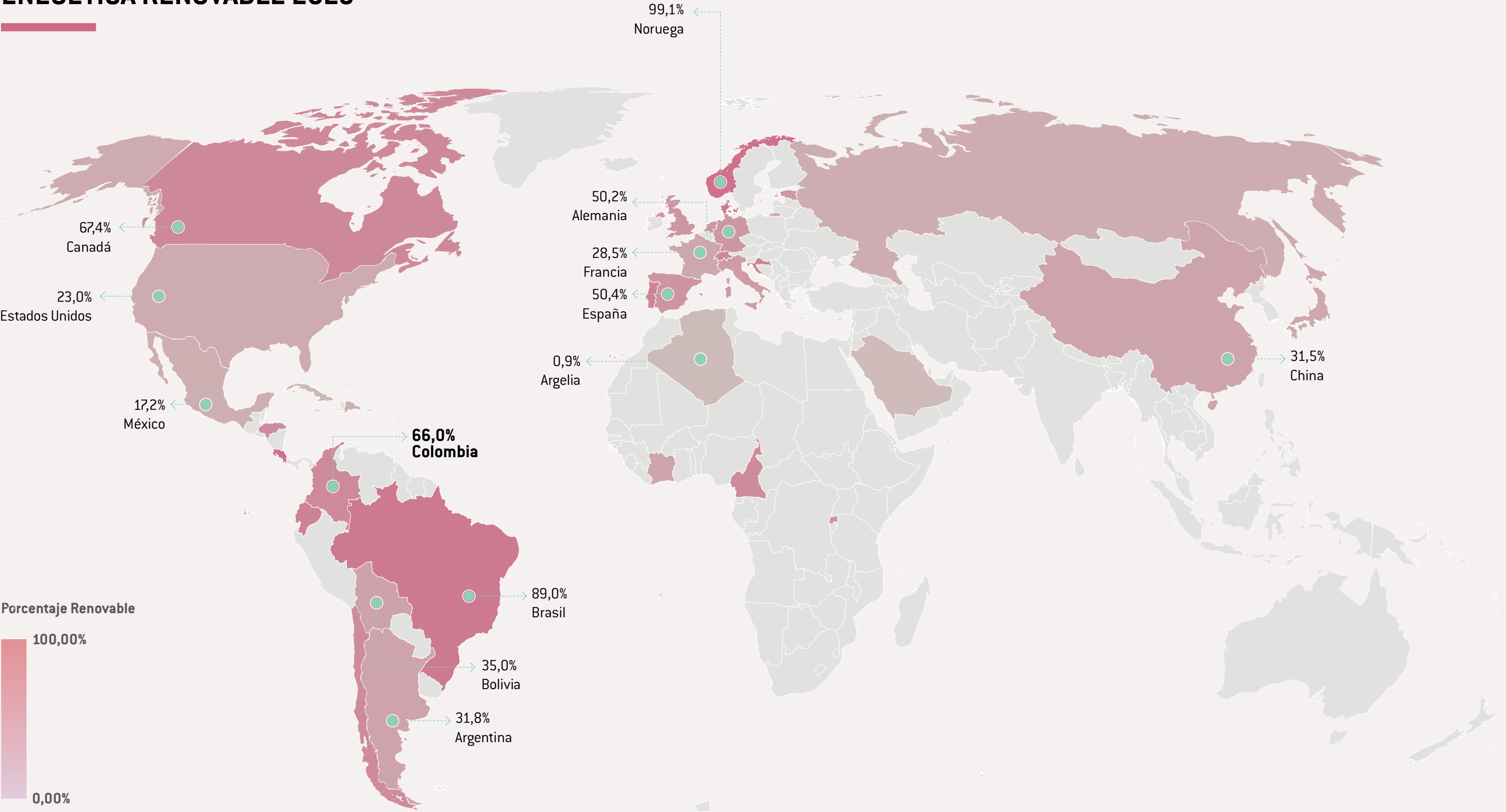
La importancia de la agencia y acciones privadas

7

Referencias

8

PORCENTAJE DE GENERACIÓN ENEGETICA RENOVABLE 2023





Perfil de Colombia en materia de internacionalización

Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio de la OCDE	Fuente	Descripción
Panorama general	Ranking en el Energy Trilemma Index (de DDDd a AAAa)	BCAc	9 de 17	Uruguay (BBAb)	BBAA	World Energy Council (2023)	Refleja el equilibrio del país entre seguridad energética, equidad y sostenibilidad ambiental.
	Porcentaje de electricidad generada por fuentes renovables, excluyendo hidroeléctricas	5,9 %	14 de 17	México, Uruguay y Nicaragua (70 %)	64 %	Energy Information Administration (2023)	Indica la participación de energías renovables no hidroeléctricas en la generación total de electricidad.
Transición energética	Porcentaje de electricidad generada por hidroeléctricas	94,1 %	2 de 17	Paraguay (99,4 %)	35,2 %	Energy Information Administration (2023)	Mide la proporción de la electricidad nacional que se produce mediante energía hidráulica.
	Generación energética por fuentes fósiles (porcentaje del total)	94,10 %	3 de 17	Bolivia (97 %)	37,10 %	Energy Information Administration (2023)	Representa el porcentaje de la capacidad total de generación que proviene de fuentes fósiles como carbón, gas o petróleo.
Confiability, cobertura y calidad	Capacidad de la principal fuente de generación eléctrica/capacidad de las energías renovables en la matriz de energía eléctrica	66,70 %	6 de 17	Paraguay (100 %)	52,70 %	Energy Information Administration (2023)	Compara la capacidad instalada de la fuente dominante de generación con la suma de las capacidades de todas las fuentes renovables.
	Índice de atracción de inversión	36,9	6 de 8	Brasil (68,5)	58,2	Instituto Fraser (2023)	Refleja la capacidad del país para atraer inversiones en el sector energético, especialmente en tecnologías limpias.



Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio de la OCDE	Fuente	Descripción
Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria (USD/kWh)	0,211	12 de 16	Venezuela (0,046)	0,229	Global Petrol Prices (2024)	Muestra el costo promedio de la electricidad para el sector industrial, expresado en dólares por kilovatio-hora.
Eficiencia	Intensidad energética de la economía (1.000 Btu/2015 GDP PPP)	1,93	12 de 17	Venezuela (9,64)	3,38	EIA (2023)	Indica cuánta energía se consume por unidad de producto interno bruto ajustado por paridad de poder adquisitivo.
	Energía per cápita (MM Btu/persona)	29,31	12 de 17	Puerto Rico (86,29)	155,76	EIA (2023)	Refleja el consumo total de energía primaria dividido entre la población, medido en millones de BTU por persona.



1 Introducción

Existe un amplio consenso sobre la necesidad de transformar el sistema energético sin descuidar sus fundamentos: la confiabilidad y la seguridad del suministro, así como el acceso universal al servicio. Aunque se han producido avances normativos, la tecnología está disponible y diversos actores han manifestado su intención de impulsar el cambio. No obstante, esta transformación enfrenta obstáculos persistentes, como cuellos de botella en el desarrollo de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, disputas por el uso del territorio y conflictos sociales con las comunidades y restricciones regulatorias. A ello se suma una tendencia generalizada de los actores a operar de forma desarticulada, lo que limita la coordinación necesaria para una transición efectiva.

Este desafío trasciende el ámbito técnico: no solo se requiere transformar las instituciones que regulan y operan el sistema energético, sino también encontrar formas efectivas de movilizar el cambio más allá del círculo de expertos y permitir espacios y métodos para llegar a acuerdos. La velocidad y la complejidad del contexto actual, marcado por tensiones sociales, transformaciones tecnológicas y presiones ambientales, exigen un esfuerzo deliberado por construir narrativas comprensibles, legítimas y compartidas, capaces de involucrar a actores diversos (Consejo Privado de Competitividad [CPC], 2024).

Asimismo, comprender las razones detrás de la inacción frente a oportunidades concretas implica ir más allá de los informes técnicos: se requiere observar las prácticas de los individuos, su percepción del riesgo y la forma en que se distribuye el poder. Estos factores inciden de manera decisiva en la capacidad del sistema para generar consensos amplios y avanzar de forma coordinada.

En el contexto actual de creciente incertidumbre climática a nivel global, existe un consenso generalizado sobre la necesidad de avanzar hacia fuentes de energía más sostenibles. Hoy se reconoce, además de la importancia de diversificar la matriz energética y reducir la contaminación, el valor estratégico de promover la sostenibilidad como motor de desarrollo. Esta transición es vista no únicamente como una respuesta ambiental, sino como una oportunidad para generar ingresos, incorporar nuevas tecnologías y fomentar la innovación. Permanecer al margen de esta transformación implicaría no solo rezagarse en la lucha contra el cambio climático, sino también perder competitividad en uno de los sectores más dinámicos y estratégicos de la economía global en los

próximos años y que a la vez ha sido clave y atractivo históricamente en términos de inversión para el país.

Aunque existe un consenso técnico sobre la necesidad de una transición energética, este ha ido acompañado de una creciente polarización sobre los caminos para lograrla. Frente a esta tensión, distintos actores del sector —autoridades, gremios, empresas y centros técnicos— han respondido con diagnósticos y propuestas basadas en modelos, hojas de ruta y escenarios prospectivos que asumen decisiones racionales y coordinación efectiva. Sin embargo, a pesar de la solidez de esas herramientas, los bloqueos persisten, las decisiones se dilatan y los acuerdos no se sostienen. ¿Será entonces que no basta con lo técnico? ¿Será que es necesario mirar también lo emocional, lo relacional, lo simbólico?

Bajo el marco del *Informe nacional de competitividad* (INC) 2025-2026, este capítulo propone ir más allá de mapear las diferencias: invita a explorar las motivaciones detrás de las posturas y las conductas de los distintos actores. Para ello, plantea el uso de la economía del comportamiento no como un complemento analítico, sino como una herramienta central para entender por qué, incluso cuando los incentivos parecen alineados, las decisiones se traban, los proyectos se bloquean y las reformas no avanzan.

A diferencia de las aproximaciones convencionales, que evalúan el comportamiento de los actores en función de su conformidad con un estándar normativo, la economía comportamental facilita la comprensión de cómo las decisiones prácticas se ven influenciadas por sesgos, emociones, percepciones de riesgo, estructuras de incentivos incompletas y marcos mentales heredados. En lugar de cuestionar las acciones de los actores, este enfoque nos invita a analizar las percepciones, los temores y los procesos cognitivos de aquellos que deben actuar. Este cambio de enfoque, de juzgar a entender, constituye el punto de partida para la elaboración de estrategias más efectivas, legítimas y viables.

Este capítulo, entonces, tiene como objetivo analizar y esclarecer dicha complejidad, y presenta una propuesta de recorrido por los principales acuerdos, desacuerdos y patrones de comportamiento que delinean la toma de decisiones en el sistema energético colombiano. Lejos de ofrecer una narrativa lineal, este ejercicio pretende además mostrar los márgenes de acción real en los que se decide el futuro energético del país, ya sea de forma consciente o inconsciente.



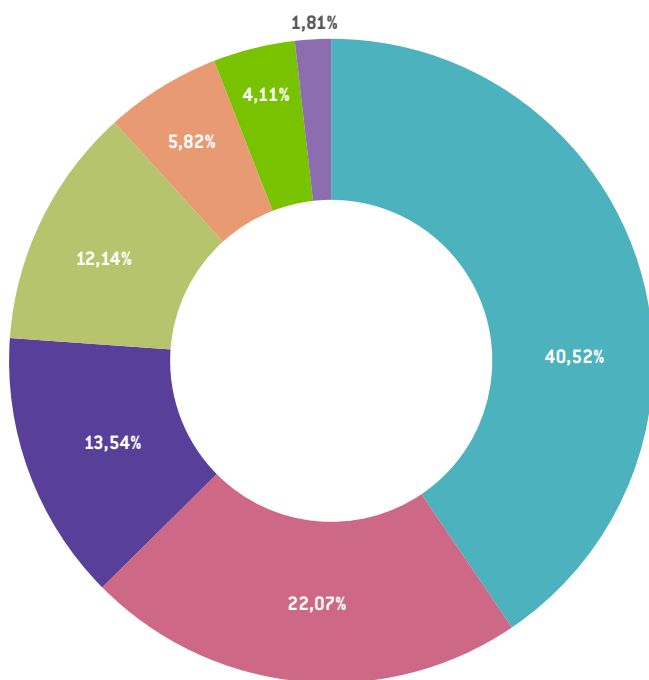
2 Contexto del sector energético

El sector energético no solo está integrado por la producción de electricidad; también está compuesto por un conjunto amplio de actividades que sustentan el funcionamiento de la economía y la vida cotidiana. La matriz energética de un país abarca todas las fuentes utilizadas para generar, transformar y consumir energía: combustibles líquidos, gas natural, biomasa, carbón,

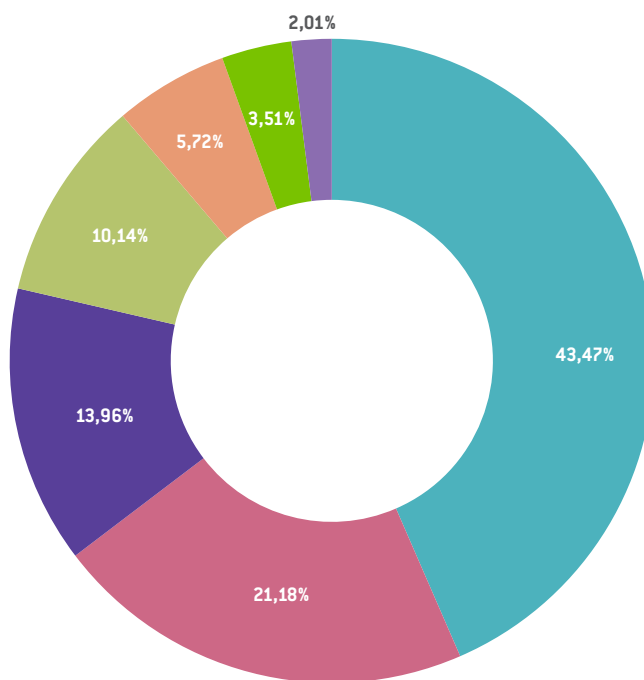
energía térmica y, por supuesto, el recurso hídrico y energía eléctrica. Esta energía es demandada por distintos sectores —transporte, industria, comercio, hogares—, cada uno con necesidades específicas y patrones de consumo diferenciados. La articulación de estas fuentes y usos configura la base de la matriz energética nacional.

Gráfica 1. Oferta de energía primaria, Colombia 2022 vs. 2023

Oferta de energía primaria [TJ] - 2022



Oferta de energía primaria [TJ] - 2023



Fuente: Ministerio de Minas y Energía (Minenergía, 2025).



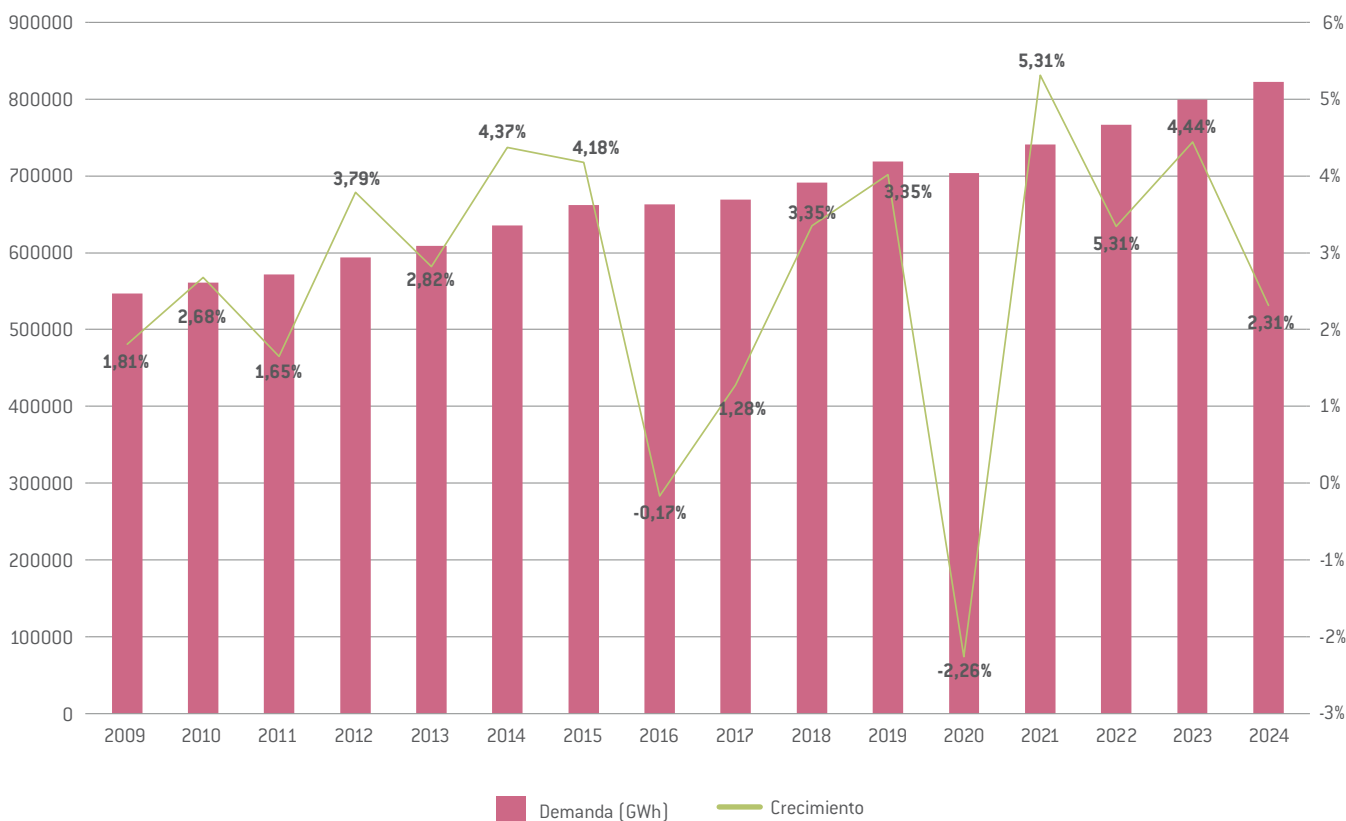
Evolución reciente de la oferta energética

En 2023, la oferta interna primaria de energía en Colombia —calculada como la suma de extracción e importaciones menos exportaciones— registró un aumento del 6,4 % frente a 2022, alcanzando el nivel más alto de la serie histórica. Este crecimiento se explicó principalmente por el incremento en la producción de petróleo (14,2 %), carbón (10,3 %) y gas natural (2,4 %). Aunque se observó una leve disminución en la participación de fuentes renovables tradicionales como el bagazo, la hidroenergía y la leña, la estructura general de la matriz de oferta primaria no presentó cambios estructurales frente al año anterior. No obstante,

aún no se dispone de datos consolidados para el año 2024, por lo que el comportamiento reciente de la oferta energética está pendiente de evaluación (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], 2025).

En cuanto a la demanda eléctrica en Colombia, durante el 2024 está alcanzó los 82.084,9 GWh, lo que representó un incremento del 2,3 % respecto al consumo registrado en 2023 (79.982,1 GWh). Este crecimiento estuvo influenciado por diversos factores; entre ellos, las condiciones climáticas y la dinámica de los diferentes sectores económicos.

Gráfica 2. Demanda de energía eléctrica en Colombia 2009 vs. 2024



Fuente: XM [2025].

El mercado regulado, que abarca el consumo residencial y de pequeños negocios, experimentó un crecimiento acumulado del 4,39 % durante 2024. Este aumento se atribuye, en parte, a las temperaturas elevadas registradas en el primer trimestre del año, asociadas al fenómeno de El Niño, que incrementaron el uso de sistemas de refrigeración. En contraste, el mercado no regulado,

correspondiente a la industria y el comercio, presentó una disminución del 1,83 % en su demanda anual, reflejando una desaceleración en las actividades económicas de estos sectores.

A lo largo del año se observó una tendencia de reducción en las tasas de crecimiento trimestrales de la demanda. El primer trimestre registró el mayor incremento, mientras que el



cuarto trimestre mostró una tasa de crecimiento de apenas el 0,1 %, con un consumo total de 20.532 GWh. Esta desaceleración se relaciona con el debilitamiento del fenómeno de El Niño a partir del segundo trimestre de 2024 y su efecto en las condiciones climáticas; en particular, la temperatura media en el territorio nacional.

Regionalmente, todas las zonas del país reportaron crecimientos en su demanda energética. Las regiones Caribe, Centro y Antioquia destacaron con los mayores consumos, registrando 22.944,88 GWh, 19.242,57 GWh y 11.188,23 GWh respectivamente. Sin embargo, se observó una desaceleración en el crecimiento de estas regiones en comparación con 2023.

Tabla 1. Demanda regional de energía eléctrica, Colombia 2023 vs. 2024

Región	Demanda 2023 GWh	Crecimiento 2023	Demanda 2024 GWh	Crecimiento 2024
Antioquia	10.884,32	2,63 %	11.188,23	2,44 %
Caribe	22.175,29	7,85 %	22.944,88	3,18 %
Centro	18.860,52	2,13 %	19.242,57	1,69 %
Chocó	272,73	5,11 %	284,2	3,90 %
Guaviare	79,77	7,85 %	88,17	10,19 %
Oriente	11.492,57	5,94 %	11.623,6	0,82 %
Sur	2.152,3	1,19 %	2.162,27	0,18 %
Valle	7.157,79	2,09 %	7.399,39	3,05 %

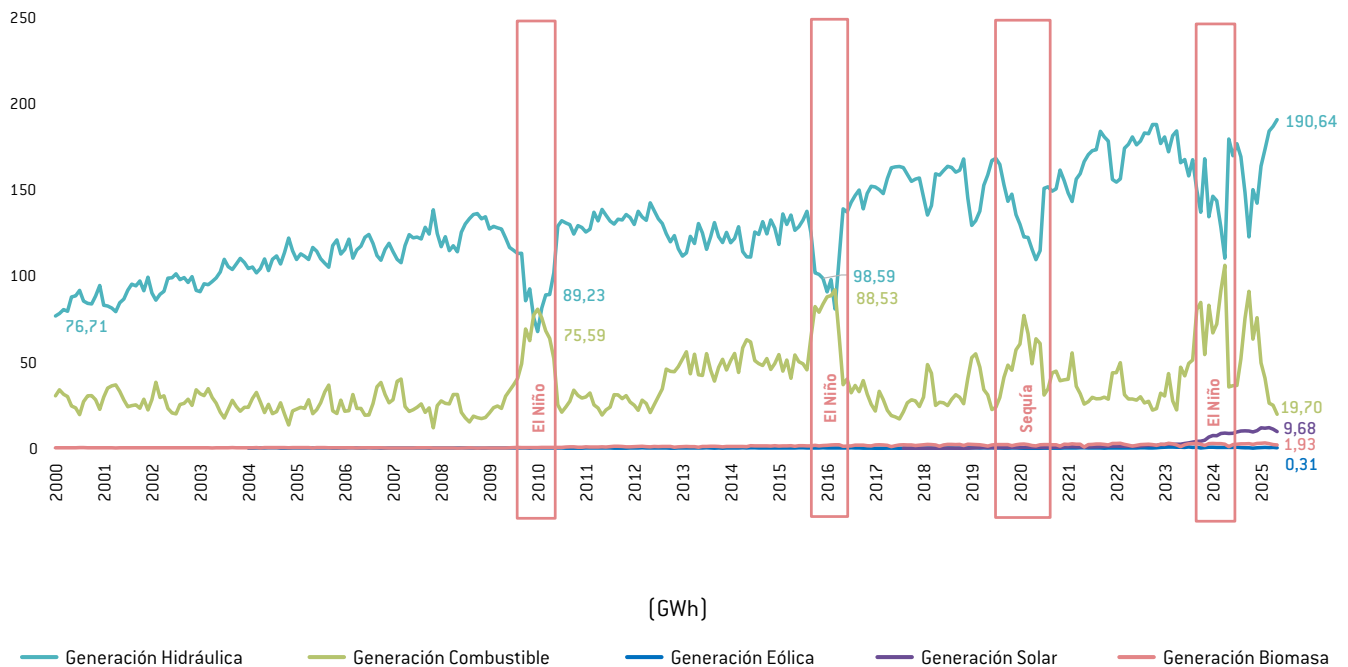
Fuente: XM (2025).

En los años marcados por eventos climáticos extremos (El Niño o sequías), se observa una caída abrupta en la generación hidráulica, que ha sido históricamente la fuente principal de abastecimiento del sistema eléctrico colombiano (Gráfica 3). Asimismo, se ha registrado un aumento simultáneo en la generación con com-

bustibles fósiles, que funcionan como mecanismo de respaldo. La generación a partir de fuentes renovables no convencionales (solar, eólica y biomasa) ha mostrado una trayectoria creciente en los últimos años, aunque su participación aún es marginal (menos de 12 GWh en promedio).



Gráfica 3. Generación de energía por tipos de fuentes



Nota: datos observados al 5 de mayo de 2025.

Fuente: Fedesarrollo, con base en datos de XM.

Vulnerabilidad hídrica y necesidad de diversificación

En los sistemas eléctricos no basta con garantizar el acceso: la calidad y la confiabilidad del servicio son igual de esenciales para que la energía se convierta en motor de desarrollo. Como advierte Meeks (2025), en países de ingresos medios y bajos, la intermitencia del suministro limita la adopción de electrodomésticos, desincentiva la inversión y erosiona la confianza de los usuarios, perpetuando un ciclo de bajo consumo y escasa modernización de la infraestructura energética y afectaciones macroeconómicas en el país.

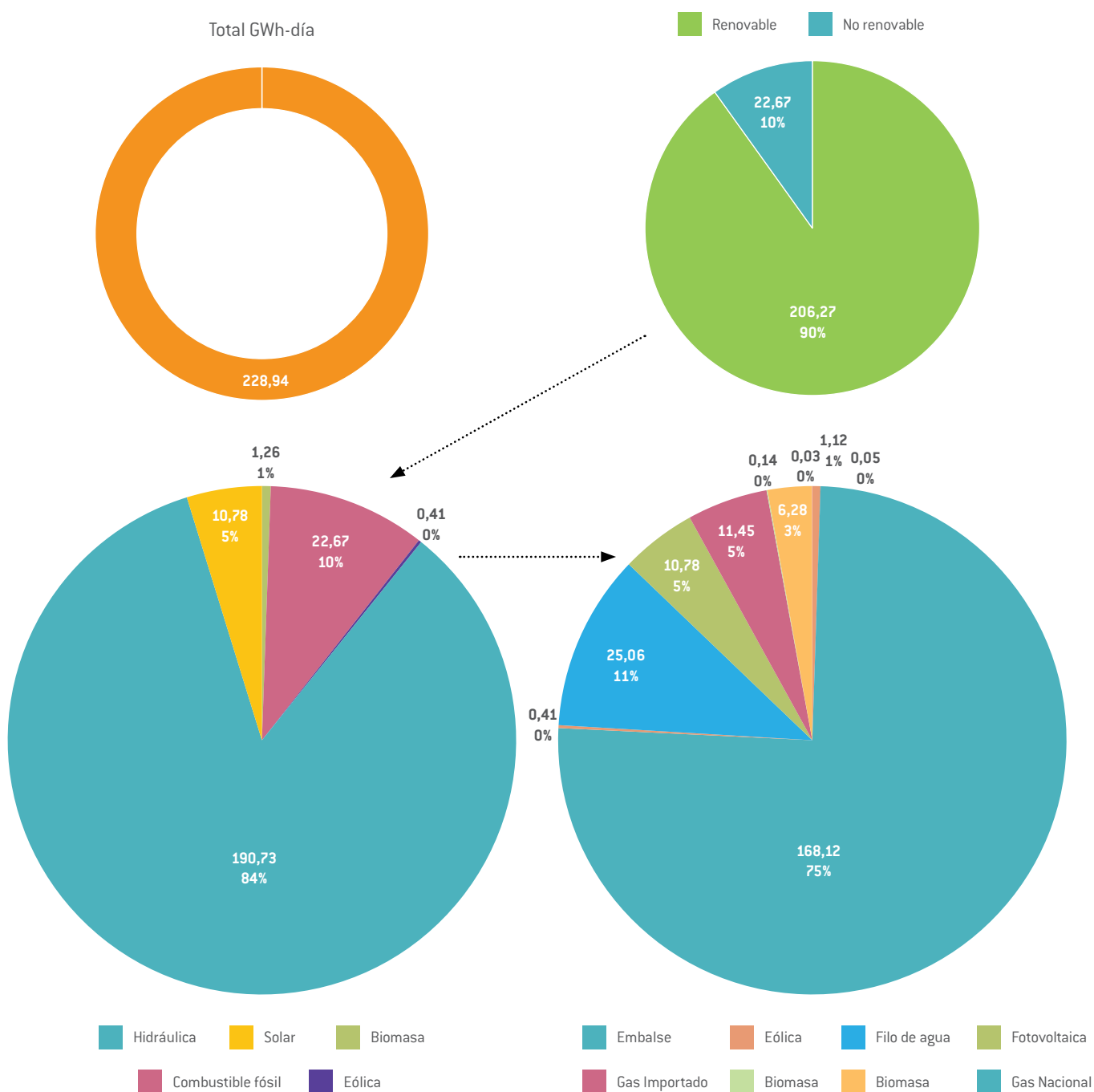
En Colombia, esta vulnerabilidad se manifiesta con claridad en la dependencia estructural de la hidroelectricidad, que representa más del 70 % de la generación eléctrica. A pesar de que en febrero de 2025 los aportes hídricos se ubicaron por encima del promedio histórico y permitieron mantener una participación renovable del 82,26 %, los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

estaban apenas al 54,72 % de su capacidad útil. En solo un mes, ese nivel cayó casi seis puntos porcentuales, reflejando la alta sensibilidad del sistema ante cambios climáticos, incluso moderados.

Según datos de XM con corte a mayo de 2025, el SIN de Colombia generó un total de 7097,05 GWh de energía eléctrica para el periodo proyectado entre el 1 y el 31 de mayo de 2025. De esta generación, el 90,1 % provino de fuentes renovables y solo el 9,9 % de fuentes no renovables. La principal fuente fue la hidroeléctrica, que aportó el 84,62 % del total, seguida por la solar fotovoltaica (4,71 %), biomasa (0,59 %) y eólica (0,18 %). Dentro de las fuentes no renovables destacan el carbón (20,82 % dentro de este grupo), el gas nacional (17,15 %) y el gas importado (4,77 %). Estos datos confirman la alta dependencia del país en la generación hidroeléctrica, aunque también se evidencia un crecimiento gradual en otras fuentes renovables como la solar.



Gráfica 4. Generación promedio diaria en GWh/día



Fuente: XM (2025).

Esta vulnerabilidad pone en entredicho la confiabilidad del sistema eléctrico, entendida como su capacidad para garantizar un suministro continuo y seguro, incluso ante choques externos. En un contexto de alta incertidumbre climática,

como el que impone el fenómeno de El Niño o las sequías prolongadas, esta confiabilidad depende críticamente de contar con una matriz energética más equilibrada y con mecanismos eficaces de respaldo.



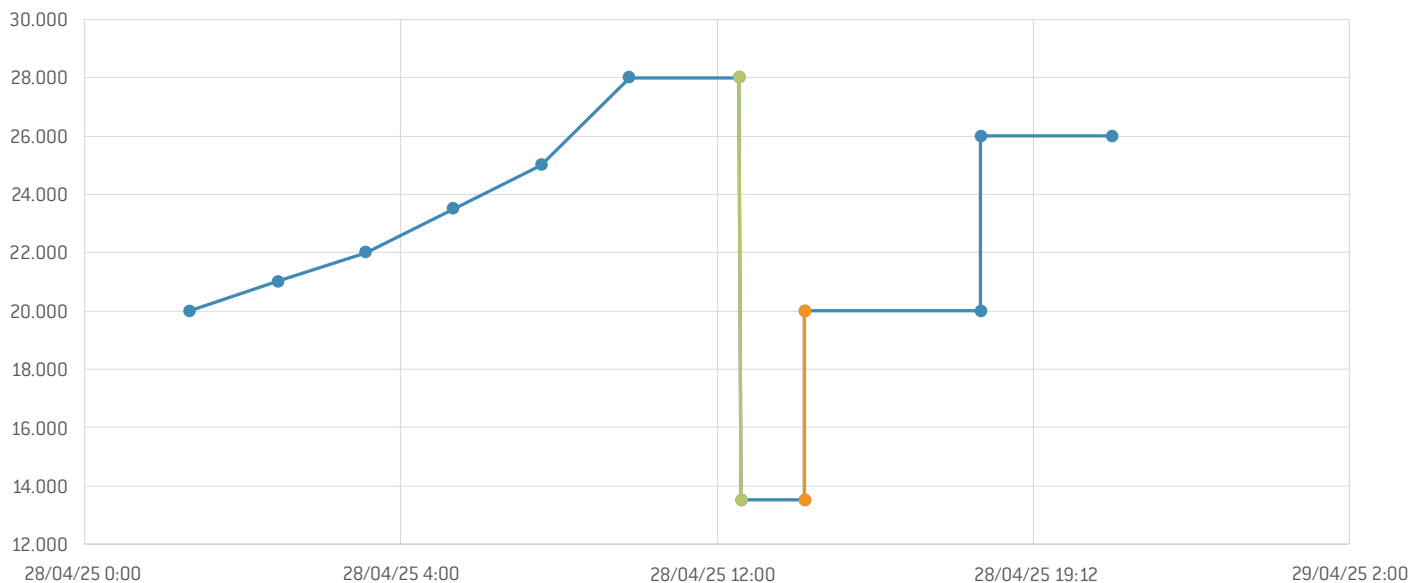
Distintas organizaciones, entre ellas ANDEG y la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), han señalado el importante rol de la generación térmica en las coyunturas de hidrología crítica dada la capacidad de aportar electricidad con energéticos que no dependen del clima. Así está pensado en el marco de la concepción del esquema del cargo por confiabilidad para afrontar condiciones de escasez. Esta postura también sigue lo planteado por la literatura internacional acerca de la relevancia de los mercados de capacidad: *“Adquirir suficiente suministro eléctrico para satisfacer la demanda, no solo para hoy y mañana, sino también para el futuro”* (International Energy Agency [IEA], 2023).

Así las cosas, en el contexto de la transición energética, el esquema del cargo por confiabilidad continuará siendo eje fundamental de la expansión para (1) asegurar la energía que requiere el SIN desde la perspectiva de cubrir la demanda de potencia de media-

no y largo plazo, especialmente a partir de recursos térmicos, y (2) contribuir al respaldo y soporte para la inserción de recursos renovables no convencionales (Asociación Nacional de Empresas Generadoras [Andeg], comunicación personal, 2024).

El apagón ocurrido en España el 28 de abril de 2025 ofrece una lección técnica crítica: la alta penetración de energías renovables sin respaldo síncrono adecuado puede transformar una red eléctrica en un sistema vulnerable a fallas catastróficas. Ese día, cerca del 80 % de la generación eléctrica provenía de fuentes no síncronas (solar y eólica), sin soporte de turbinas rotativas que aportarían inercia al sistema. Las oscilaciones de frecuencia detectadas a media mañana no pudieron ser amortiguadas, y a las 12:33 h se produjo una desconexión automática masiva de plantas solares, retirando súbitamente más de 14.000 MW del sistema. En menos de dos minutos, la red colapsó en cascada, generando una falta de energía que afectó a España, Portugal y partes de Francia.

Gráfica 5. Demanda eléctrica en España el 28 de abril de 2025



Fuente: GES y SIP (2025).

Este caso pone de manifiesto que la incorporación masiva de tecnologías intermitentes, sin un diseño sistémico que integre capacidad de respaldo síncrono, reservas rápidas y mecanismos automáticos de control de frecuencia, puede poner en riesgo la estabilidad opera-

tiva del sistema eléctrico. En contextos como el colombiano, con alta variabilidad hídrica y escasa capacidad de almacenamiento, este tipo de eventos subraya la urgencia de avanzar hacia una transición energética técnicamente viable y coordinadamente planificada.



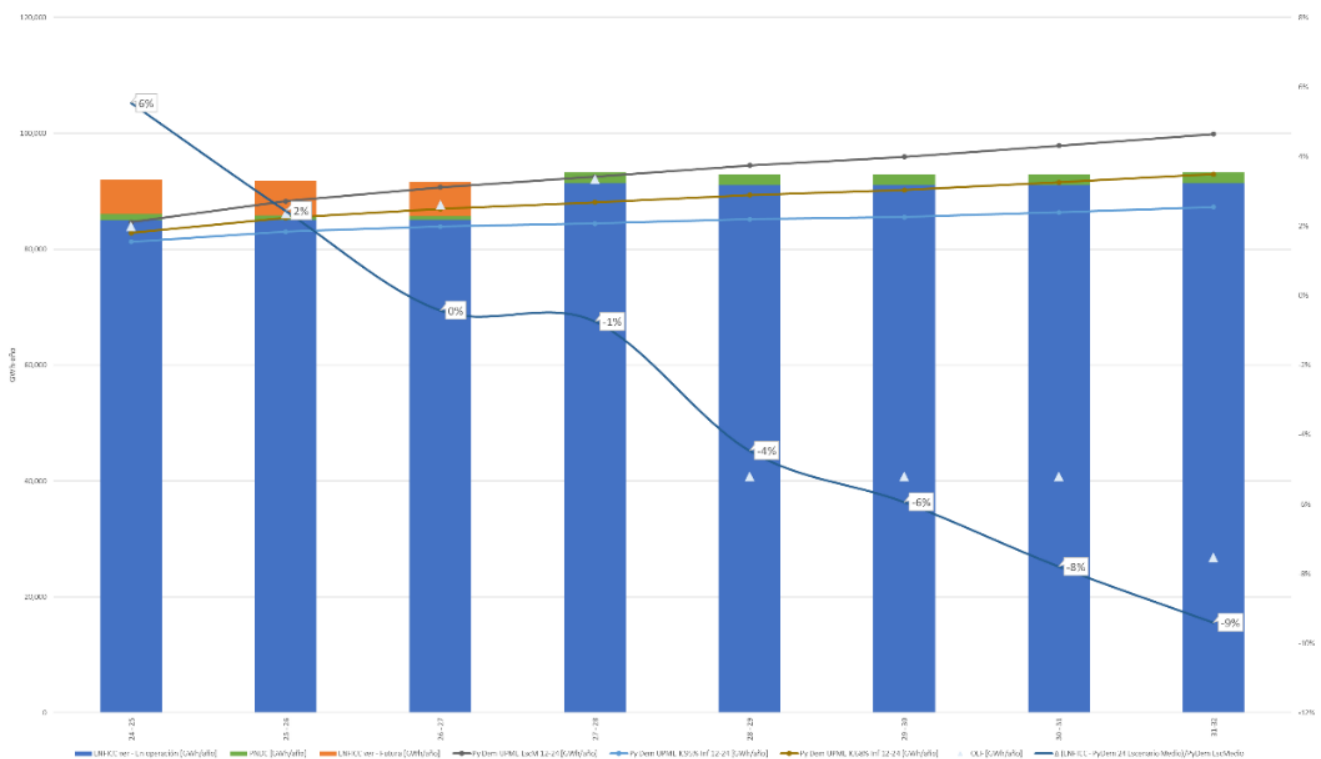
Frente a este panorama, la generación térmica ha funcionado como el principal mecanismo de respaldo, y así funciona por el momento en el país. Aunque sus costos son más altos y su huella ambiental —es decir, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)— es mayor, este impacto es muy baja con respecto al inventario nacional (aproxaproximadamente 7 % del total de las emisiones del país provienen de la generación térmica del Sistema SIN, incluyendo autogeneración y cogeneración). Además, su disponibilidad permanente permite amortiguar caídas en la oferta hídrica y responder rápidamente a incrementos de demanda.

No obstante, el desafío no es sustituir una dependencia por otra, sino construir una matriz verdaderamente diversificada. Por ello, y dados los déficits indicativos en el balance oferta/demanda

en Colombia (Gráfica 6), es fundamental que se *convoque a la su-
basta de expansión del cargo por confiabilidad para los periodos
2029-2030* con miras a asegurar el abastecimiento seguro y con-
fiable de la demanda en el mediano y largo plazo.

Asimismo, se debe implementar la modernización del mercado de energía mayorista a partir de la Resolución 143 de 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). De este modo se les permitiría a las plantas térmicas aportar la flexibilidad, el respaldo y el soporte de energía firme que se requieren para asegurar el despliegue de fuentes renovables no convencionales en el mercado eléctrico. A la vez, esta estrategia otorgaría estabilidad de tensión y frecuencia al SIN, permitiendo un suministro continuo de energía eléctrica.

Gráfica 6. Balance de energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC)/demanda con corte a mayo 2025



Fuente: Andeg, 2025.

Una matriz diversificada no solo reduce el riesgo de apagones en contextos de estrés climático, sino que también permite moderar las oscilaciones de precios en el mercado mayorista. Cuando los embalses se agotan y no hay suficiente

respaldo térmico o renovable firme, se recurre a tecnologías más costosas o a importaciones de emergencia, lo que encarece el servicio para los usuarios finales y eleva el riesgo de racionamientos.

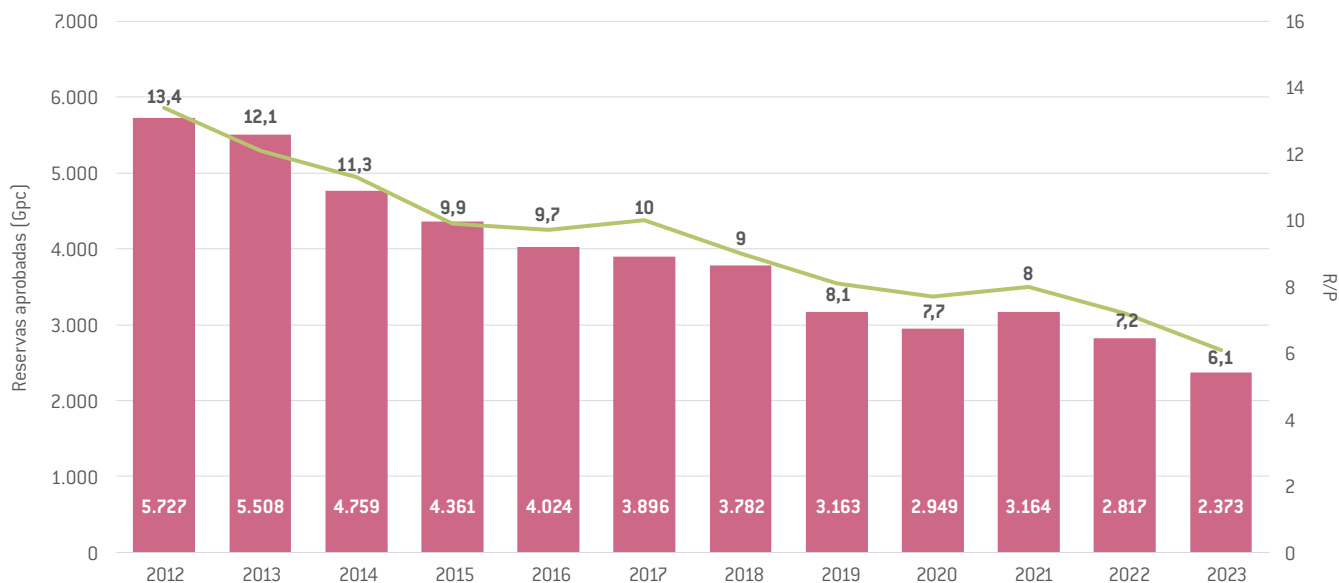


Riesgo de desabastecimiento por déficit de gas

La disponibilidad de gas natural se ha convertido en una variable crítica para la seguridad energética del país. En un sistema como el colombiano, altamente dependiente de la generación hidroeléctrica como se mencionó previamente, el gas natural cumple una función de respaldo térmico indispensable durante eventos de baja hidrología. Sin embargo, las condiciones actuales y proyectadas del mercado gasífero nacional sugieren una creciente exposición a riesgos de desabastecimiento que comprometen tanto la confiabilidad del sistema como la estabilidad macroeconómica.

Entre 2012 y 2023, las reservas probadas de gas en Colombia se redujeron en un 59 %, pasando de 5.727 giga pies cúbicos (GPC) a 2.373 GPC (Gráfica 7). A este ritmo, el país solo cuenta con 6,1 años de autosuficiencia, suponiendo una producción constante. Esta tendencia descendente en reservas se ha visto agravada por una falta de nuevos contratos de exploración, una reducción drástica en la perforación de pozos y una elevada concentración del mercado, en el que más del 80 % de la producción está en manos de un solo actor.

Gráfica 7. Comportamiento histórico de las reservas probadas de gas, 2012-2023



Fuente: Fedesarrollo y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2025.

La consecuencia inmediata ha sido un aumento en las importaciones, que en 2024 crecieron un 133 % y representaron el 20 % del suministro total de gas. Este nivel de dependencia externa implica no solo una mayor exposición a precios internacionales, sino también una vulnerabilidad logística frente a eventos geopolíticos o fallas en las infraestructuras de regasificación.

Las proyecciones para los próximos años son aún más preocupantes. Estudios recientes de Fedesarrollo indican que, en ausencia de nuevas fuentes internas o capacidad de importación adicional, el país enfrentará déficits de suministro de gas de entre el 14 % y el 21 % durante el periodo 2026-2033, especialmente durante los meses de mayor demanda térmica. Estos déficits po-

drían afectar la operación de las plantas térmicas encargadas de respaldar el sistema eléctrico en condiciones climáticas críticas, forzando racionamientos de energía en todo el país.

El impacto de este escenario no es solo técnico, sino también económico y social. En simulaciones realizadas nuevamente por Fedesarrollo, un escenario de desabastecimiento de gas podría derivar en racionamientos eléctricos equivalentes hasta al 13,4 % de la demanda nacional, con efectos acumulados sobre el producto interno bruto (PIB) que oscilarían entre 0,5 y 1,7 puntos porcentuales entre 2026 y 2033. Asimismo, se proyectan pérdidas de empleo, aumentos de la pobreza y un encarecimiento sostenido de las tarifas residenciales y comerciales.



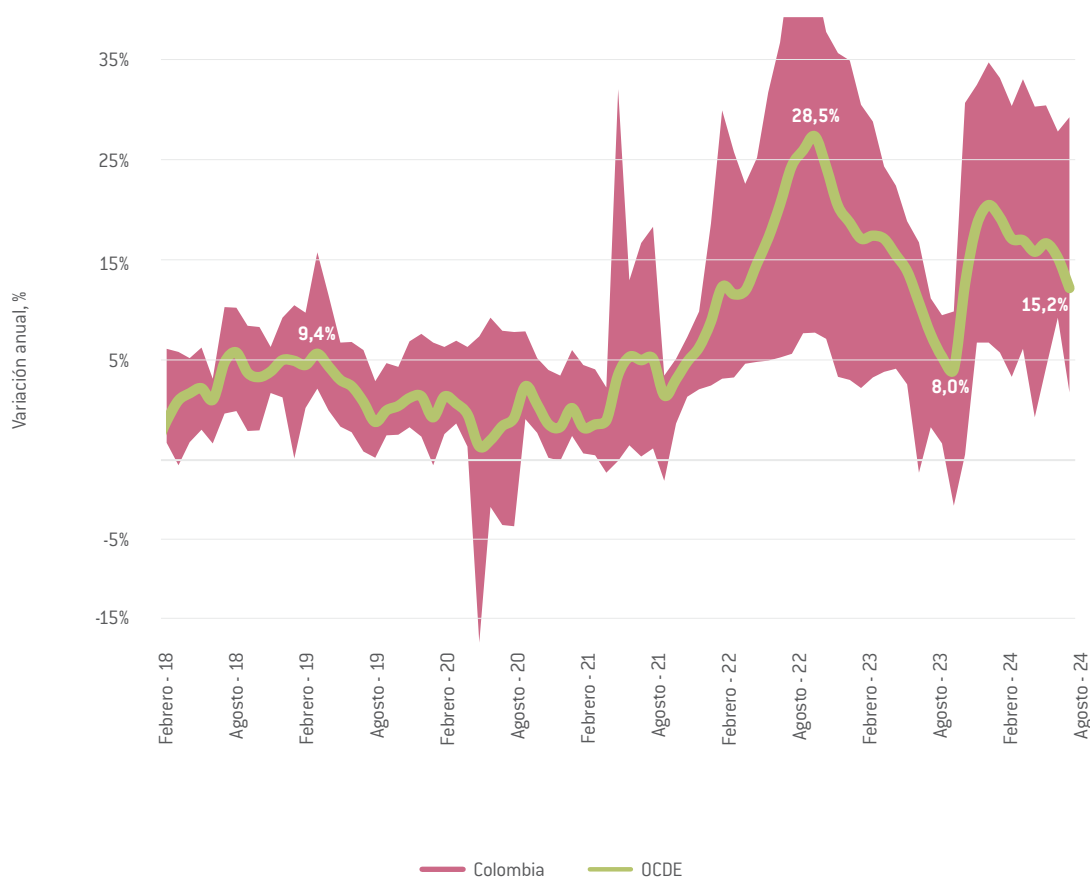
Composición y desempeño tarifario

El comportamiento tarifario en Colombia refleja, además de la dependencia de un energético predominante, una interacción compleja entre factores estructurales y coyunturales. El valor que pagan los usuarios está determinado por el costo unitario de prestación del servicio (CU), que incorpora los gastos asociados a generación, transmisión, distribución, comercialización, restricciones y pérdidas técnicas.

Durante los últimos años, los aumentos sostenidos en los costos de generación, distribución y pérdidas han impulsado una

trayectoria ascendente en las tarifas eléctricas. Según un informe de Corficolombiana, entre 2021 y 2024 el costo de la electricidad para el consumo residencial aumentó a una tasa promedio anual de 15,3 %, el incremento más pronunciado en más de dos décadas. Este fenómeno ha tenido un impacto directo sobre los hogares, duplicando la participación del componente energético en la inflación total: pasó de representar un 3,6 % antes de la pandemia a un 6,1 % en el periodo 2021-2024.

Gráfica 8. Variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de electricidad de Colombia



Fuente: Corficolombiana (2024).

Comparado con otros países de la región, Colombia presenta un caso particular. Aunque las tarifas crecieron a un ritmo mucho más acelerado que en economías como Chile, México o Brasil, el país

evitó recurrir a congelamientos tarifarios prolongados o subsidios masivos, estrategias que, si bien contienen los precios en el corto plazo, generan presiones fiscales insostenibles a largo plazo.



El trilema energético

Este panorama descrito desde distintas aristas evidencia el desafío estructural que enfrenta Colombia en el marco del trilema energético: lograr un suministro que sea a la vez confiable, ambientalmente sostenible y asequible. Estos tres objetivos —seguridad del suministro, sostenibilidad e igualdad— no siempre son fáciles de conciliar. Avanzar en uno de ellos puede implicar tensiones sobre los otros: por ejemplo, garantizar la confiabilidad mediante generación térmica puede tener costos altos y comprometer metas ambientales, mientras que acelerar la incorporación de renovables sin infraestructura adecuada puede poner en riesgo la estabilidad del sistema. El trilema, entonces, obliga a tomar decisiones estratégicas que equilibren eficiencia, equidad y resiliencia en un entorno cada vez más exigente.

Según el *World Energy Trilemma Index 2024*¹ elaborado por el World Energy Council, Colombia ocupa el noveno lugar en América Latina y el Caribe, con una calificación BCAC (Gráfica 9). Esta puntuación refleja un sistema energético con buen desempeño en sostenibilidad ambiental (B), gracias a la alta participación de fuentes renovables —particularmente hidráulicas— y al alto nivel de equidad energética (A), asociado a una cobertura eléctrica amplia y tarifas relativamente accesibles. Sin embargo, el país presenta una debilidad estructural en seguridad energética (C), vinculada a

su dependencia hidrológica, baja diversificación de fuentes y limitaciones en mecanismos de respaldo ante eventos extremos. La letra c al final indica que el país muestra una tendencia de desempeño estancada o decreciente, sin mejoras sostenidas recientes. En conjunto, esta calificación evidencia que, si bien Colombia ha avanzado en sostenibilidad y acceso, la confiabilidad del sistema sigue siendo su punto crítico, y su resolución será clave para una transición energética técnicamente viable.

La mayor fortaleza del país se encuentra en sostenibilidad ambiental, impulsada por la alta participación de fuentes renovables, particularmente hidroeléctricas, en la matriz de generación. En contraste, el componente de seguridad energética —que evalúa la capacidad de respuesta ante choques y la diversidad del suministro— presenta rezagos frente a otras economías de la región. En términos de equidad energética, que mide el acceso y la asequibilidad del servicio, Colombia mantiene un desempeño medio, presionado por aumentos recientes en las tarifas. Esta combinación resalta la urgencia de implementar políticas que permitan fortalecer la confiabilidad del sistema sin sacrificar ni la sostenibilidad ni la asequibilidad, avanzando así hacia una resolución más robusta del trilema energético nacional.

1. El *World Energy Trilemma Index* es una herramienta global desarrollada por el World Energy Council que evalúa el desempeño de los sistemas energéticos nacionales en tres dimensiones: seguridad del suministro, sostenibilidad ambiental y equidad energética. Cada una se califica con letras A (alto), B (medio-alto) o C (bajo), y se incluye una letra minúscula para indicar la tendencia reciente del país: a (mejora sostenida), b (estable) o c (estancada o en retroceso).



Gráfica 9. Resultados del World Energy Trilemma Index 2024 para América Latina y el Caribe



Fuente: World Energy Council (2025).

En este contexto, es importante entender que producir y llevar energía eléctrica hasta el usuario final —y lograr que ese servicio cumpla simultáneamente con criterios de confiabilidad, sostenibilidad y asequibilidad— es un proceso altamente complejo, que involucra múltiples etapas y actores interdependientes. La cadena de valor del sector eléctrico comienza con la generación, donde empresas públicas, privadas o mixtas producen electricidad a partir de fuentes hidroeléctricas, térmicas, solares o eólicas. Esta energía se transporta

a través del sistema de transmisión, operado por compañías encargadas de mover grandes volúmenes desde los centros de generación hasta las zonas de consumo mediante redes de alta tensión. Luego entra en juego la distribución, que lleva la electricidad hasta hogares, comercios e industrias a través de redes de media y baja tensión, operadas por empresas distribuidoras. Finalmente, intervienen los agentes de comercialización, responsables de gestionar contratos, facturación y atención al usuario.



Gobernanza institucional y vulnerabilidades en la coordinación

Además de los agentes operativos, el sistema energético colombiano está soportado por un entramado institucional compuesto por entidades clave que cumplen funciones estratégicas en regulación, planificación, operación y formulación de políticas. La CREG define las reglas del mercado y los marcos tarifarios; la UPME se encarga de la planeación energética de largo plazo y la estructuración de los planes de expansión; XM opera el SIN y administra el mercado mayorista de energía; y el Minenergía establece la política energética nacional y coordina los lineamientos estratégicos.

A los actores anteriores se suman otros igualmente relevantes: las autoridades ambientales, que regulan el cumplimiento de estándares de sostenibilidad; la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa, responsable de garantizar los derechos de las comunidades étnicas mediante procesos de consulta libre, previa e informada, condición habilitante para muchos proyectos energéticos; las comunidades locales, que deben ser integradas de manera efectiva como titulares de derechos territoriales y sociales; los gremios empresariales, que representan al sector privado y canalizan inversión y capacidades técnicas; y los propios consumidores, cuyos demanda, comportamiento y organización también inciden en la evolución del sistema.

Si bien esta arquitectura institucional ha permitido importantes avances en la expansión y modernización del sector, también presenta vulnerabilidades estructurales que limitan su capacidad de respuesta frente a los desafíos actuales de transición energética. En particular, existen solapamientos y tensiones entre las funciones de la CREG, XM, UPME y Minenergía, que generan vacíos normativos, cuellos de botella regulatorios y señales contradictorias hacia los agentes del mercado.

Por ejemplo, mientras la UPME puede proyectar la incorporación acelerada de fuentes renovables, la falta de ajustes regulatorios oportunos por parte de la CREG o la ausencia de lineamientos claros desde Minenergía pueden demorar su implementación o desincentivar la inversión privada. Asimismo, XM enfrenta res-

tricciones operativas cuando la infraestructura de respaldo o los esquemas de compensación no están alineados con la expansión planeada. Además, es necesario que la CREG cuente con la totalidad de los expertos comisionados en propiedad para la toma oportuna de decisiones.

Esta fragmentación institucional, sumada a la falta de una visión compartida y una débil articulación entre entidades, ralentiza la transformación estructural del sistema, disminuye su resiliencia técnica y erosiona la confianza de los actores que deben llevar a cabo la transición. En este contexto, avanzar hacia una gobernanza energética coherente, proactiva y articulada no es solo deseable, sino indispensable para garantizar la estabilidad y legitimidad del sistema energético colombiano en el mediano y largo plazo.

Sin embargo, esta misma complejidad hace que cualquier transformación estructural enfrente múltiples retos técnicos, institucionales y sociales. Aunque la regulación ha evolucionado, las inversiones han comenzado a materializarse y nuevos agentes han entrado al mercado, los avances no han sido lineales. La implementación ha tenido tiempos distintos de los previstos (Tabla 2), y los proyectos enfrentan barreras sociales, territoriales y regulatorias que dificultan su consolidación. Asimismo, las limitaciones de infraestructura, junto con una falta de articulación efectiva, han puesto en evidencia la necesidad de un proceso de transición más ordenado, gradual y estratégico, que permita alcanzar los resultados esperados sin comprometer la estabilidad del sistema.

En definitiva, esta arquitectura institucional fragmentada en la que opera el sector lleva a que las competencias entre entidades se solapen y las decisiones, más que construir una visión compartida de largo plazo, suelen responder a dinámicas de urgencia y defensividad. De hecho, además de los cuellos de botella técnicos o financieros, también se encuentran marcadas lógicas de desconfianza y conflictos de intereses que ralentizan el cambio y, sobre todo, limitan el avance del sector naturalmente.



Tabla 2. Tiempos reales vs. tiempos normativos de los trámites más relevantes de los proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)

Trámite	Tiempo real (Mínimo y máximo en meses)		Tiempo normativo (en meses)
	Proyectos 1HW-10HW	Proyectos 10HW en adelante	
Contrato de conexión	2-12	2-15	4
Licencia ambiental parque y línea	-	8-17	6
Permiso ambiental parque y línea	6-12	-	N/A
Consulta previa	-	18	N/A
Carta ICANH o plan de manejo arqueológico	2-5	8-10	1
Licencia de construcción	6-12	6-12	3
Licencia de ocupación y uso de espacio público	6-8	6-8	6
Gestión predial, servidumbres, coexistencias	12-15	12-15	N/A
Ingeniería de interconexión	6-12	6-12	N/A

Fuente: SER Colombia (2025).



3 Un sistema que juega a no perder

En Colombia, como en muchas economías de ingreso medio, la planificación energética y la relación entre los distintos actores del sistema están marcadas por una lógica defensiva. Más que construir activamente soluciones colectivas, cada participante actúa con cautela, evitando ceder terreno o asumir costos, incluso cuando eso implica frenar decisiones que beneficiarían al sistema en su conjunto.

Este comportamiento responde a dinámicas más profundas que trascienden lo técnico. Las decisiones no emergen únicamente de análisis estratégicos impersonales; están mediadas por emociones, percepciones de riesgo y sesgos compartidos dentro de cada grupo de interés. El miedo a la pérdida, la desconfianza en la contraparte y la narrativa de que “ceder es perder” configuran un equilibrio colectivo en el que nadie quiere ser el primero en actuar.

Aunque el patrón descrito puede parecer ineficiente, no es irracional: refleja intentos consistentes de protegerse dentro de un sistema que rara vez recompensa la cooperación. En todo caso, su efecto acumulado es claro: una inercia compartida que limita la capacidad de transitar hacia una transición energética estructurada, oportuna y segura, con consecuencias visibles en proyectos bloqueados, conflictos sociales sin resolver y cuellos de botella institucionales.

Esta lógica ha sido documentada también en la literatura internacional. Un estudio reciente de Wang, Guo *et al.* (2022), que analiza la transición energética en China desde un enfoque de juegos evolutivos, muestra cómo las decisiones no se basan de forma exclusiva en cálculos racionales, sino que están fuertemente influenciadas por variables emocionales, como el optimismo o el pesimismo.

A través del modelo RDEU (*Rank-Dependent Expected Utility*), los autores demuestran que un exceso de optimismo puede disminuir el esfuerzo regulatorio del Gobierno, mientras que un nivel moderado de pesimismo puede inducir comportamientos más prudentes y colaborativos, ya que el caso extremo de alto pesimismo genera la parálisis del sistema. En este marco, las emociones no son ruido: son variables estructurales que moldean los incentivos.

Este tipo de modelación resulta útil para pensar el caso colombiano. La fragmentación de responsabilidades, la baja confianza entre actores y la alta exposición política de las decisiones energéticas reproducen condiciones similares a los escenarios de pesimismo excesivo descritos en el estudio mencionado. No se trata únicamente de limitaciones externas, sino de percepciones internas que operan en cada actor, guiadas por emociones, sesgos y narrativas de

riesgo. Estas percepciones estructuran la interpretación del entorno y las respuestas estratégicas, generando equilibrios defensivos que, aunque subóptimos desde el punto de vista del sistema, son perfectamente racionales desde la perspectiva de cada agente.

En otro artículo, Wang, Wu *et al.* (2022) subrayan que la falta de confianza agrava los efectos paralizantes del pesimismo: cuando tanto reguladores como consumidores desconfían del proceso, aumenta la probabilidad de retraimiento estratégico, erosión de la cooperación y parálisis en la toma de decisiones. En otras palabras, una dosis moderada de pesimismo puede actuar como catalizador de transformaciones al generar conciencia de urgencia, pero, cuando se convierte en emoción dominante, bloquea el sistema. En este tipo de juego, ni el buen funcionamiento del sistema energético ni la transición energética dependen exclusivamente de incentivos económicos, sino también de la arquitectura emocional que define las condiciones de posibilidad para la cooperación.

A pesar de que las emociones y las percepciones no solo afectan la acción política, sino también la toma de decisiones estratégicas, resulta llamativo que el sector energético haya tendido a mantenerse al margen de estas discusiones y de su incursión para la toma de decisiones. Aunque algunos modelos han comenzado a incorporar el comportamiento para predecir patrones de consumo, aún se omite sistemáticamente su papel en la interacción entre actores y en la configuración institucional del sistema energético (Gráfica 10) (Fodstand *et al.*, 2022). Este vacío cobra especial relevancia en contextos donde la incertidumbre estructural es la norma, como lo es la exploración e inclusión en las matrices energéticas y eléctricas de nuevos energéticos con enfoque en tecnologías limpias.

A pesar de los llamados a reconocer esta complejidad, la mayoría de los modelos continúa operando bajo supuestos deterministas que subestiman la volatilidad asociada a la adopción de tecnologías emergentes, las tensiones territoriales o los cambios abruptos en la percepción pública. Como resultado, no solo se desdibuja la realidad del sistema, sino que se pierde la posibilidad de anticipar reacciones estratégicas ante escenarios disruptivos y, sobre todo, la capacidad de construcción conjunta.

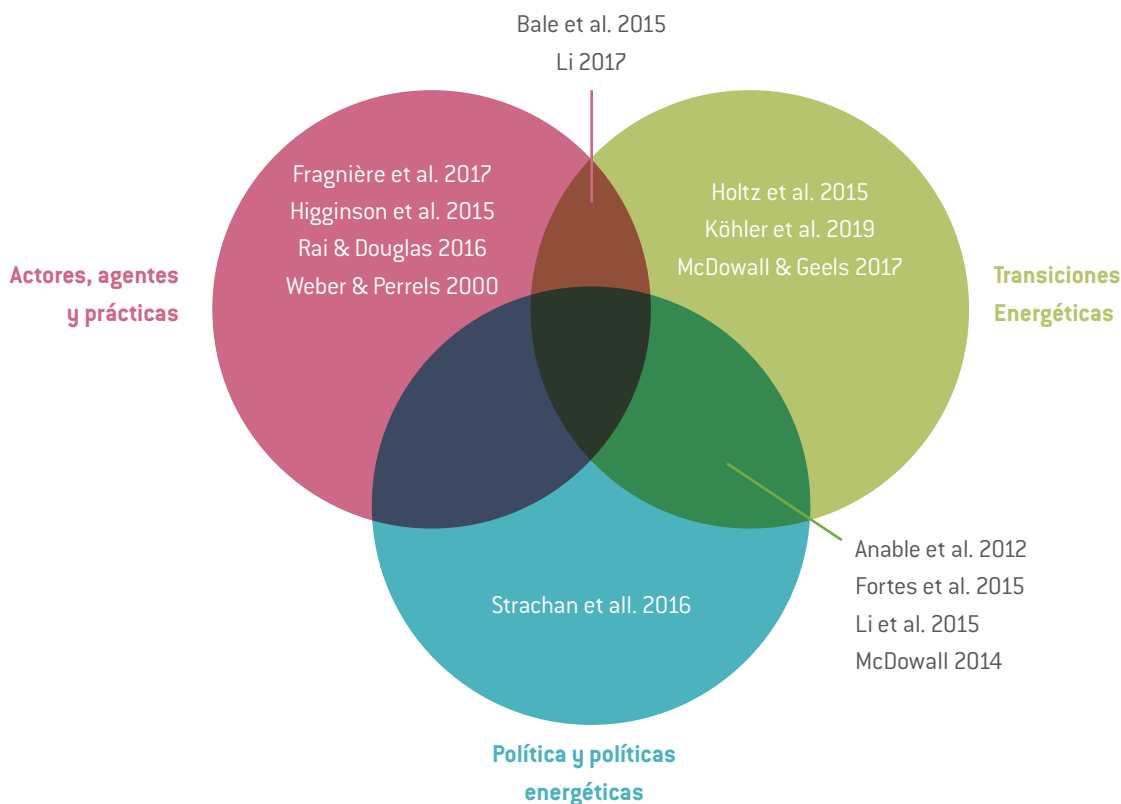
Por lo tanto, integrar explícitamente la incertidumbre —no solo en las proyecciones, sino en las propias interacciones del sistema— es una condición necesaria para construir herramientas de planificación más robustas, sensibles al contexto y capaces de guiar una transición energética genuinamente transformadora.



Gráfica 10. Principales modelos energéticos que incluyen comportamiento y transición energética.



Los modelos energéticos solo incorporan el comportamiento para entender la demanda. Es necesario entender cómo el comportamiento y las emociones afectan todo el sistema.



Fuente: Fodstand *et al.* [2022].

La desconexión entre lo que los modelos suponen y lo que realmente ocurre en el terreno no es un asunto meramente técnico: refleja un desconocimiento de la arquitectura emocional y estratégica sobre la que operan los actores del sistema. Para destrabar el sector, no basta con apelar a la racionalidad técnica. Es necesario entender y rediseñar el juego: reconocer que todos están jugando a la defensiva, y crear condiciones que hagan estratégica y emocionalmente viable la cooperación en donde se permita ceder.

Esta descoordinación también se ha reflejado en el caso de varias empresas que se han visto obligadas a abandonar el país o a desistir de iniciativas estratégicas ante las enormes dificultades regulatorias y de ejecución. Tal es el caso de EDP Renewables, empresa que tenía a su cargo los parques eólicos más grandes de Colombia, Alpha y Beta, ubicados en La Guajira, y que en diciembre de 2024 anunció oficialmente su retiro del país. Con una capacidad combinada de 0,5 GW y una generación prevista

de 2,5 TWh/año, estos proyectos eran fundamentales para la diversificación energética nacional. Sin embargo, enfrentaron múltiples obstáculos: desde demoras en la obtención de permisos ambientales para la línea de interconexión hasta la anulación judicial de medidas de emergencia, el incremento de comunidades con las cuales concertar tras una falta en la regulación clara, alzas en costos de construcción, devaluación y pérdida de viabilidad financiera.

Un caso similar es el del proyecto Komodo, liderado por Anadarko y Ecopetrol, uno de los pozos *offshore* más profundos y ambiciosos del Caribe colombiano. Aunque el Gobierno celebró la expedición de la licencia ambiental en diciembre de 2024, la realidad fue otra: las condiciones impuestas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), según argumentan las empresas, son incompatibles con las buenas prácticas de la industria, desproporcionadas y, en algunos casos, imposibles de cumplir.



En un recurso de reposición, Anadarko expuso que la zonificación ambiental adoptada equivale en la práctica a una negación de la licencia, lo cual paraliza la perforación y pone en riesgo una inversión ya realizada de más de USD 50 millones. Este caso no solo evidencia fallas técnicas y legales en el otorgamiento de licencias, sino que pone en entredicho la percepción frente a la seguridad jurídica, impactando directamente la confianza inversionista.

Sin embargo, para comprender plenamente este tipo de tensiones, es necesario salir de una lógica binaria que enfrente actores “buenos” y “malos”. Lo que se observa es el resultado de un sistema donde cada parte —con distintos grados de información, capacidades y presiones— responde a incentivos y riesgos percibidos como legítimos desde su posición. Las decisiones ambientales, por ejemplo, no surgen de la nada ni de arbitrariedad, pero tampoco logran siempre equilibrar adecuadamente la protección ambiental con la viabilidad técnica y económica de los proyectos. En muchos casos, los esfuerzos por corregir errores del pasado o alinearse con estándares más exigentes terminan produciendo nuevas fricciones, especialmente cuando no hay coordinación suficiente entre las instituciones, ni claridad en las reglas del juego para los desarrolladores.

En Colombia, las crecientes exigencias en materia de licenciamiento ambiental no han surgido de manera improvisada, sino como una respuesta necesaria a múltiples antecedentes que evidenciaron graves deficiencias en la planificación, la evaluación y el control ambiental de proyectos. Actualmente, el procedimiento para la aprobación de iniciativas energéticas requiere la presentación de un diagnóstico ambiental de alternativas, para luego proceder al desarrollo y presentación del estudio de impacto ambiental (EIA) ante las autoridades competentes, como la ANLA o las corporaciones autónomas regionales y de desarrollo sostenible (CAR), conforme a lo establecido en el Decreto 1076 de 2015.

El endurecimiento en los términos de referencia y en los requisitos obedece, en parte, a experiencias negativas del pasado. Uno de los casos más paradigmáticos es el del proyecto hidroeléctrico El Quimbo, el cual generó la afectación de más de 8.500 hectáreas de bosque seco tropical y provocó el desplazamiento de numerosas comunidades locales, incumpliendo de manera significativa las medidas de compensación establecidas (Corte Constitucional de Colombia, 2013). Situaciones como esta dejaron en evidencia las fallencias en los mecanismos de evaluación de impacto y pusieron de manifiesto la necesidad de una supervisión ambiental más rigurosa.

Debe resaltarse que el robustecimiento del marco regulatorio no obedece únicamente a procesos de aprendizaje institucional a nivel interno, sino que también constituye una estrategia de convergencia normativa con referentes internacionales en materia de sostenibili-

dad ambiental y responsabilidad corporativa, adoptando principios y lineamientos ampliamente aceptados en el ámbito global.

Ahora bien, consciente de que los mayores niveles de exigencia pueden representar retos adicionales para los inversionistas, el Gobierno colombiano ha implementado una serie de instrumentos para estimular la inversión sostenible. Entre estos mecanismos se destacan los beneficios tributarios consagrados en la Ley 1715 de 2014 y el Estatuto Tributario. Se ofrece, por ejemplo, la posibilidad de deducir el 50 % del valor invertido en proyectos sostenibles del impuesto de renta, aplicable durante un periodo de hasta 15 años. Adicionalmente, se ha establecido la exclusión del impuesto al valor agregado (IVA) para bienes y servicios asociados a la gestión energética, la exención de aranceles para la importación de equipos y materiales, la depreciación acelerada de activos —permitiendo deducir hasta el 33,33 % anual— y un descuento tributario del 25 % para inversiones en conservación y mejoramiento ambiental (Cabrera, 2021).

No obstante, la atractiva oferta de incentivos, el acceso efectivo a estos beneficios ha sido limitado: apenas un 25 % de las empresas colombianas aprovechan estos mecanismos debido a factores como la complejidad de los trámites administrativos y el desconocimiento de las normativas vigentes, especialmente en el caso de las pequeñas y medianas empresas (Moreno, 2025). Igualmente, a pesar de contar con estos estímulos tributarios para fomentar inversiones sostenibles en el sector energético, muchos actores enfrentan una regulación cambiante.

Al panorama anterior se suma el creciente nivel de complejidad en las consultas previas con comunidades étnicas, que constituyen un requisito indispensable para la aprobación de proyectos. Si bien este instrumento es fundamental para garantizar derechos y corregir prácticas históricamente excluyentes, la falta de una normatividad clara ha generado profundas tensiones. En territorios como La Guajira, por ejemplo, se han presentado disputas sobre la representación legítima de las autoridades ancestrales, lo que ha derivado en procesos de concertación duplicados, confusión jurídica y conflictos internos.

El caso del proyecto Colectora, clave para conectar los parques eólicos de La Guajira al SIN, ejemplifica los desafíos asociados. Este proyecto tuvo que realizar procesos de consulta previa con 235 comunidades indígenas y afrocolombianas en 14 municipios y, aunque estos concluyeron en 2023, ya acumula varios años de retraso. El problema no solo radica en la magnitud del proceso, sino también en la falta de una normatividad clara sobre quién representa legítimamente a las comunidades. El país carece de una legislación específica sobre la consulta previa, lo que ha llevado a que las reglas se construyan caso por caso, según la jurisprudencia de la Corte Constitucional.



A este contexto se suman los procesos de participación exigidos en los términos de referencia para la elaboración de los EIA, que, si bien no equivalen a una consulta previa, también implican dinámicas de diálogo con las comunidades. La coexistencia de estas instancias sin una articulación normativa clara puede generar solapamientos, aumentar la incertidumbre jurídica y retrasar aún más el desarrollo de los proyectos.

Superar esta fragmentación no depende únicamente de ajustes normativos o incentivos económicos puntuales. También se requie-

re una reconfiguración institucional más profunda que modifique los fundamentos sobre los que se toman decisiones en el sector. Esto implica rediseñar los mecanismos de coordinación, reducir las asimetrías de información, fortalecer las capacidades técnicas y, sobre todo, generar marcos que distribuyan de forma equilibrada los riesgos y los beneficios de la acción colectiva. Solo así la cooperación podrá dejar de percibirse como una estrategia costosa e incierta, y convertirse en una opción racional dentro de un entorno que hoy sigue privilegiando la cautela y, en especial, el no ceder.



4 Acuerdos y desacuerdos: cuando todos tienen razón a medias

La toma de decisiones en el sector energético colombiano no se define por una verdad única, sino por un entramado de razones parciales, todas válidas desde la perspectiva de quienes las sostienen. Cada actor —sea un regulador, una empresa, una comunidad o una autoridad ambiental— interpreta los hechos desde su trayectoria institucional, su posición de poder y su mapa de riesgos. En este contexto, los desacuerdos no surgen necesariamente por ignorancia, falta de información o mala fe, sino por di-

ferencias legítimas en la forma de entender qué es lo prioritario, lo justo o lo posible.

Como señalan Viñas *et al.* (2018), el cambio en políticas públicas puede manifestarse de forma discursiva, procedimental, normativa o conductual, y cada dimensión puede ser evaluada de manera distinta por los actores involucrados, dificultando la formación de consensos estables. Esta sección explora cómo esas tensiones se manifiestan y qué tipo de acuerdos han sido posibles.

Principales acuerdos del sector

Gráfica 11. Principales acuerdos del sector



Ampliación de la matriz energética

Ampliar la matriz energética y eléctrica asegura la seguridad del suministro



Integración de Energías Renovables

Integrar energías renovables diversifica la matriz energética



Transición Energética

La transición energética es una oportunidad estratégica



Transición Energética Justa

Una transición justa considera los impactos sociales y económicos para todos los actores del sistema.



Infraestructura de Transmisión Ampliar la infraestructura

Permite la entrega del suministro e integra nuevas fuentes de generación.



Modernización del Marco Regulatorio

Modernizar las regulaciones incorpora innovaciones tecnológicas y modelos de negocio.

Fuente: elaboración propia. Información obtenida del king of meeting 2025.



a. Ampliación de la matriz energética

Existe un amplio consenso entre los actores del sector energético sobre la necesidad de ampliar y diversificar la matriz energética del país como condición fundamental para garantizar la seguridad del suministro, mejorar la resiliencia frente a fenómenos climáticos y facilitar la integración de nuevas tecnologías. Esta visión compartida responde a la creciente presión sobre las fuentes hídricas, la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y el incremento sostenido de la demanda eléctrica. En este contexto, se reconoce que una matriz más robusta y diversa no solo reduce la vulnerabilidad del sistema, sino que también abre oportunidades para la inversión, la descentralización de la generación y el fortalecimiento de capacidades territoriales.

Según datos de Minenergía, hacia 2030 se proyecta incorporar cerca de 5.000 MW provenientes de FNCER, lo que conso-

lidaría una matriz eléctrica más equilibrada y alineada con los compromisos de transición energética. En este escenario, es necesario también que la ampliación de dicha matriz incorpore una mayor cantidad de fuentes que permitan contar con energía firme, pues el aporte de los 4.441 MW de fuentes solares asignados en la subasta de expansión del cargo por confiabilidad celebrada en febrero del 2024 es bajo frente a las necesidades de demanda del SIN.

Por lo tanto, ante las necesidades de energía firme en el sistema, se convocó a la subasta de reconfiguración de compra para los periodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028. De esta forma se espera asignar nuevas obligaciones de energía en firme para dichos periodos, dada la necesidad de asegurar el balance oferta-demanda.

b. Transición energética

La transición energética no solo se percibe como una necesidad para mitigar y adaptarse a los efectos del cambio climático y diversificar la matriz energética, sino también como una oportunidad estratégica para el desarrollo económico y la atracción de inversiones. Este enfoque ha sido respaldado por diversos actores del sector, quienes reconocen el potencial de las energías renovables y las tecnologías limpias como motores de crecimiento y generación de empleo.

En efecto, un informe de Global Energy Monitor destaca que Colombia tiene el potencial de generar hasta 25 GW de energía solar y 12 GW de energía eólica hacia 2030, lo que posiciona al país como un líder en la región en términos de capacidad instalada en energías renovables. Este potencial ha captado la atención de inversionistas nacionales e internacionales, interesados en proyectos que promuevan la sostenibilidad y la innovación tecnológica.

c. Fortalecimiento de la infraestructura de transmisión eléctrica

Existe un consenso consolidado entre los actores del sector energético colombiano respecto a la necesidad de expandir y modernizar la infraestructura de transmisión eléctrica. Este acuerdo se fundamenta en la urgencia de evitar cuellos de botella que obstaculicen la integración de nuevas fuentes de generación, particularmente las

renovables no convencionales. Siguiendo esta línea, el Plan Energético Nacional 2022-2052, elaborado por la UPME, destaca la importancia de inversiones estratégicas en líneas de transmisión, sistemas de almacenamiento y tecnologías de monitoreo para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

d. Integración de FNCER

El compromiso con la diversificación de la matriz energética mediante la incorporación de FNCER, como la solar, la eólica, la geotérmica y la biomasa, es un punto de convergencia entre los distintos actores del sector. Este consenso se refleja en el marco normativo vigente, incluyendo la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, que promueven la integración de estas fuentes

al sistema energético nacional, al igual que los distintos incentivos económicos otorgados por el Gobierno y por organismos de cooperación internacional. La implementación de subastas de energía renovable y la ejecución de proyectos como el programa Colombia Solar evidencian avances en esta dirección, aunque persisten desafíos.



e. Compromiso con una transición energética justa

El concepto de transición energética justa ha ganado relevancia como un principio orientador en la formulación de políticas públicas. Este enfoque reconoce la necesidad de considerar los impactos sociales y económicos de la transición hacia energías limpias, especialmente en comunidades y sectores laborales

dependientes de los combustibles fósiles. El diagnóstico base para la transición energética justa, desarrollado por Minenergía, subraya la importancia de implementar medidas de protección social, reconversión laboral y diversificación económica para asegurar una transición equitativa.

f. Modernización del marco regulatorio para adaptarse a nuevas realidades

El sector energético colombiano reconoce la necesidad de actualizar su marco regulatorio para responder a los desafíos que plantean las innovaciones tecnológicas y los nuevos modelos de negocio. Esta modernización normativa debe facilitar la integración flexible de nuevas fuentes de energía en la matriz eléctrica y, al mismo tiempo, ofrecer mecanismos institucionales que permitan gestionar los cambios sociales de manera ordenada y coherente con una visión de desarrollo sostenible.

En este sentido, la regulación de las comunidades energéticas ha representado un paso importante. Por una parte, el Decreto 2236 de 2023 introdujo formalmente el modelo de comunidades energéticas en el ordenamiento jurídico colombiano, habilitando la participación de personas naturales y jurídicas en la cadena de valor de la electricidad mediante el uso de FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Por otra parte, la Resolución 40509 de 2024 reglamentó el registro de estas comu-

nidades y estableció criterios para la focalización de recursos públicos destinados a su promoción.

Así las cosas, la necesidad de reconocer, incluir y acompañar a las comunidades en los procesos de transición energética ha sido un punto de consenso entre diversos actores del sector. Si bien las comunidades energéticas no constituyen por sí solas la solución a los retos del sistema, ignorar su papel o excluirlas del diseño institucional sería un error compartido por todos. Su participación no solo amplía las capacidades del sistema, sino que también fortalece la legitimidad y viabilidad de los procesos de transformación energética en el territorio.

Otro aspecto relevante es la modernización del mercado eléctrico en Colombia, desarrollar la propuesta de la Resolución CREG 143 de 2021, el mercado de corto plazo, intradiario y el mercado de servicios complementarios para la operación del SIN incorporando fuentes renovables.

Principales desacuerdos del sector

A pesar del consenso general sobre la necesidad de avanzar hacia una matriz más diversificada y sostenible, el sector energético colombiano enfrenta desacuerdos estructurales sobre el ritmo, la dirección y los mecanismos de dicha transición. Estas discre-

pancias no solo reflejan diferencias técnicas o de intereses económicos, sino visiones profundamente divergentes sobre el rol del Estado, la gestión del riesgo y la forma de entender el cambio. A continuación, se presentan cinco de las tensiones más relevantes.

a. Rol del gas natural en la transición energética

- **Enfoque técnico-pragmático:** Plantea que el gas natural debe ocupar un lugar estratégico como fuente de respaldo, considerando su capacidad para estabilizar el sistema ante la intermitencia de renovables y evitar incrementos abruptos en las tarifas eléctricas.
- **Enfoque ambientalista o de descarbonización acelerada:** Advierte que fortalecer la infraestructura de gas podría desincentivar la inversión en renovables, crear activos varados y retrasar el cumplimiento de los compromisos climáticos del país.



b. Grado de intervención regulatoria y flexibilidad institucional

- **Perspectiva reformista:** Propone ajustes urgentes al marco normativo, incluyendo la implementación de medidas excepcionales y planes de choque para acelerar la ejecución de proyectos clave.
- **Perspectiva garantista:** Sostiene que abrir la puerta a marcos transitorios puede debilitar la seguridad jurídica, erosionar la confianza inversionista y afectar la legitimidad de las instituciones ambientales.

c. Tiempos y procedimientos del licenciamiento ambiental

- **Actores del mercado (generadores y desarrolladores):** Reclaman la necesidad de acortar y estandarizar los tiempos de evaluación ambiental entre autoridades ambientales, argumentando que la incertidumbre actual genera sobrecostos y pone en riesgo la ejecución de proyectos, ya sea por la incertidumbre en los tiempos de algunos procesos o por la larga duración en otros.
- **Autoridades ambientales y organizaciones sociales:** Señalan que acelerar los procesos sin fortalecer capacidades técnicas y sin garantizar una participación efectiva puede derivar en conflictos, decisiones inadecuadas y mayor judicialización.

d. Inclusión del almacenamiento y la energía nuclear

- **Visión proinnovación:** Defiende la necesidad de incluir tecnologías emergentes —como almacenamiento a gran escala o energía nuclear— dentro del debate estratégico, anticipando su rol en una matriz futura más resiliente, incluyendo análisis costo-beneficio de la diversificación, así como reconociendo la evolución del costo nivelado de la energía (LCOES) de las tecnologías en el tiempo
- **Conservadora:** Cuestiona la viabilidad técnica, económica e institucional de estas tecnologías en el corto plazo, y advierte sobre el riesgo de fragmentar esfuerzos sin capacidades locales suficientes.

e. Naturaleza y alcance de las soluciones propuestas

- **Enfoque técnico-instrumental:** Propone intervenciones específicas y medibles, como ajustes normativos, incentivos financieros o mejoras en los términos de referencia para licenciamiento.
- **Enfoque institucional-sistémico:** Argumenta que, sin mejorar la articulación interinstitucional y la gobernanza del sector, cualquier solución técnica corre el riesgo de ser inaplicable o inefectiva.

Estos desacuerdos no son simples diferencias de opinión, sino expresiones de marcos interpretativos inconmensurables. Incluso frente a la misma evidencia, los actores llegan a conclusiones distintas porque operan bajo lógicas institucionales, simbólicas y estratégicas divergentes. Como advierten Werker y Sen (2021), en estos contextos los acuerdos tienden a ser inestables y contingentes, mientras que los desacuerdos, en cambio, estructuran de forma persistente las dinámicas políticas, regulatorias y económicas. No se trata de falta de información, sino de visiones distintas sobre qué merece ser cambiado, protegido o postergado.

Estas tensiones no nacen del capricho. Para la UPME, por ejemplo, lo fundamental es preservar la señal de largo plazo para garantizar inversiones siguiendo los lineamientos de priorización de proyectos de energías renovables no convencionales; para los generadores, asegurar la estabilidad del marco de remuneración; para la CREG, mantener la eficiencia técnica bajo criterios de neutralidad regulatoria; para las autoridades territoriales, proteger el tejido ambiental y social; para los usuarios, contar con un servicio confiable y accesible. Todas estas preocupaciones son legítimas y, aunque en un principio no parezca que estén en contravía, aferrarse a no



soltar y no ceder terminan por impedir que convivan armónicamente. Lo que para un actor es eficiencia, para otro puede ser exclusión; lo que para uno es estabilidad regulatoria, para otro puede ser rigidez institucional.

En casos con esta diversidad de prioridades y asimetrías de poder, no basta con lograr acuerdos: importa *cómo* se logran, *quiénes* participan y *cuán predecible* es su cumplimiento. La Tabla 3 resume cuatro configuraciones posibles del espacio de los acuerdos, combinando dos dimensiones clave: el nivel de inclusión (ce-

rrado vs. abierto) y el grado de orden institucional (ordenado vs. desordenado). En entornos frágiles como el colombiano (Stapleton y Wolak, 2024), los acuerdos suelen ubicarse en la zona más crítica —cerrados y desordenados—, donde solo unos pocos acceden y ni siquiera ellos tienen certeza de que lo pactado se cumplirá. Por contraste, el ideal para una transición energética sostenible sería avanzar hacia un sistema abierto y ordenado, donde todos los actores relevantes puedan participar con reglas claras y expectativas estables.

Tabla 3. El espacio de los acuerdos

En contextos frágiles, la mayoría de los acuerdos se hacen en ambientes cerrados y desordenados: excluyentes e inestables. Un entorno ideal (para desarrollo económico sostenible) es uno abierto y ordenado, donde todos pueden participar y confiar en que lo pactado se cumplirá.

	Cerrado	Abierto
Ordenado	Solo acceden los conectados, <i>pero el acuerdo se cumple.</i>	Cualquiera accede <i>y el acuerdo se cumple (ideal).</i>
Desordenado	Solo acceden los conectados, <i>y ni siquiera ellos tienen certeza.</i>	Cualquiera accede, <i>pero nadie tiene certeza del cumplimiento.</i>

Fuente: Pritchett *et al.* (2018).

En este marco, la frecuente oposición entre “lo técnico” y “lo político” resulta engañosa. Lo primero no está libre de supuestos normativos, y lo segundo no es necesariamente irracional. Ambas dimensiones están presentes en todas las decisiones relevantes del sector: desde la forma en que se priorizan tecnologías hasta la manera en que se define la participación territorial. Presentarlas como esferas separadas impide reconocer que los desacuerdos no son anomalías, sino una parte esperable —y manejable— del sistema energético.

El problema no siempre es del otro. Los desacuerdos suelen cristalizarse cuando cada actor defiende su posición como si fuera neutral, objetiva y desinteresada, pero no lo es. Como lo plantea la teoría de la racionalidad limitada, todos decidimos bajo incertidumbre, con información parcial y desde estructuras de incentivos que influyen profundamente en lo que se considera una “buena” decisión. Cada uno actúa desde su versión de la racionalidad, y ese es precisamente el reto.

Cuando estas diferencias no se gestionan, tienden a acumularse. Lo que empieza como una discrepancia técnica puede transformarse en memorias institucionales de conflicto, donde cualquier nuevo intento de concertación parte del supuesto de que el otro va a incumplir, dilatar o bloquear. Así se reproduce el juego repetido de la desconfianza, donde ceder se percibe como un riesgo personal más que una oportunidad colectiva. Esta lógica ha estado presente en procesos tan diversos como la definición de reglas para la expansión de transmisión, la construcción de centrales hidroeléctricas, o los debates sobre descentralización energética.

Aun así, esta inercia no es inevitable. Existen experiencias —nacionales e internacionales— que muestran caminos posibles para transformar estas tensiones en procesos constructivos. Iniciativas como el modelo INTENSSS-PA en Europa han demostrado que es posible diseñar entornos colaborativos donde las diferencias no se niegan, sino que se reconocen como parte del proceso. Incluso en Colombia, ejercicios como la hoja de ruta para el hidrógeno o las mesas



departamentales para discutir proyectos estratégicos han mostrado que la planificación energética no tiene que ser una competencia de verdades, sino un proceso de negociación informado.

El verdadero desafío no es eliminar los desacuerdos, sino crear las condiciones institucionales y narrativas que los hagan produc-

tivos. Esto requiere reconocer la legitimidad del otro sin renunciar a los propios intereses, y construir reglas que permitan procesar el disenso sin paralizar las decisiones. Porque en energía, como en cualquier sistema interdependiente, si todos juegan a no perder, todos terminan perdiendo.



5 La economía conductual como lente para entender el conflicto

Durante décadas, la planificación energética ha estado dominada por enfoques tecnocráticos centrados en el cálculo costo-beneficio, la eficiencia técnica y la proyección de escenarios. Este enfoque ha aportado rigor y herramientas valiosas, pero también ha tendido a aislar la toma de decisiones de las dinámicas sociales, políticas y emocionales que la atraviesan. En contextos donde los acuerdos parecen estar sobre la mesa, pero las decisiones no avanzan, resulta claro que **los obstáculos no son solo técnicos, sino profundamente humanos**.

Aquí es donde la *economía del comportamiento* ofrece un giro clave. En lugar de asumir que los actores toman decisiones de forma perfectamente racional y optimizadora, este enfoque parte del reconocimiento de que operan con información limitada, bajo presión, influidos por experiencias pasadas, emociones, sesgos cognitivos y estructuras relacionales. Desde la noción de **racionalidad limitada** (Simon, 1955), se entiende que las decisiones no siempre buscan lo óptimo, sino lo aceptable o “suficientemente bueno” en contextos de alta incertidumbre.

Lo anterior permite reinterpretar muchos de los bloqueos que enfrenta el sector no como errores o irracionalidades, sino como **estrategias adaptativas** frente al riesgo percibido, la desconfianza

o la ausencia de garantías. Heurísticas como el *statu quo* o la aversión a pérdidas, lejos de ser fallas, funcionan como mecanismos de protección ante un entorno institucional que históricamente ha castigado el liderazgo y el intento de cambio.

Más allá de ofrecer explicaciones individuales, este enfoque también resalta la **dimensión estructural y relacional del comportamiento**. Las decisiones están insertas en redes de relaciones, normas informales y memorias organizacionales que condicionan qué es percibido como legítimo, viable o deseable. En sectores como el energético, atravesados por altos niveles de exposición pública, fragmentación institucional y trayectorias de conflicto, **entender la percepción de riesgo y los marcos mentales compartidos** puede ser más relevante para lograr consensos que cualquier incentivo material.

Ignorar esta dimensión es un error. Tratar los acuerdos como problemas puramente técnicos sin reconocer las **barreras cognitivas, emocionales e institucionales** que los rodean impide ver por qué, aun con incentivos bien diseñados, las decisiones se bloquean o se evitan. La economía del comportamiento no compite con la planificación convencional; la complementa al ofrecer una lente que ayuda a entender por qué **los consensos no se materializan** y qué se necesita para que lo hagan.



6 Entender la realidad en un mundo de grupúsculos

El sistema energético colombiano cuenta con una diversidad de actores que en el modelo estándar buscarían estar alineados en torno a un conjunto de metas compartidas. No obstante, dicha convergencia contrasta, si bien no en la finalidad de la meta, sí con una realidad operativa altamente fragmentada, en la que cada actor opera con autonomía relativa, delimitada por marcos normativos, tiempos políticos, urgencias técnicas o intereses particulares que rara vez coinciden plenamente, lo cual solo es el resultado de una maximización propia.

Ahora bien, sobre todo, las distintas partes actúan bajo un sistema de creencias propio, el cual es el ente que delimita la restricción presupuestal de cada una. Estos factores conforman lo contrario al sistema articulado: una constelación de grupúsculos, esto es, subconjuntos institucionales que no solo tienen funciones distintas, sino que además leen la realidad desde ópticas divergentes, construyen sus propias narrativas del conflicto y desarrollan lógicas internas que a menudo resultan incompatibles entre sí.

Este fenómeno puede comprenderse mediante los marcos de análisis de la teoría de sistemas complejos, que advierten cómo, en contextos de alta incertidumbre y múltiples interdependencias, los actores tienden a simplificar la realidad recurriendo a sus propias heurísticas, cerrando sus fronteras organizacionales y priorizando el control interno por encima de la colaboración externa. Esta respuesta es una reacción cognitiva ante las altas complejidades.

Como señala Sterman (2002), los modelos mentales que guían las decisiones suelen ser estáticos, simplistas y localistas, lo cual impide reconocer las interacciones sistémicas y los efectos retardados que generan las dinámicas complejas. Como resultado del análisis, se concluye que cada grupo opera como un subsistema, optimizando su propia lógica sin tener en cuenta los impactos de su comportamiento sobre el conjunto. Este comportamiento fragmentado no solo limita la efectividad de las intervenciones

colectivas, sino que fomenta lo que Sterman denomina “*policy resistance*”, es decir, una forma de retroalimentación estructural que neutraliza las políticas bien intencionadas al no considerar suficientemente el conjunto del sistema.

La teoría institucional, por su parte, muestra cómo las organizaciones tienden a desarrollar isomorfismos internos —rutinas, lenguajes, incentivos y valores propios— que con el tiempo se consolidan en campos organizacionales relativamente cerrados. Es decir, se normaliza el hecho de no entenderse entre actores. Así, la fragmentación no es un error de diseño: es un producto de cómo la institucionalidad refuerza la autonomía interpretativa y la resistencia a la convergencia.

Mientras los actores mantengan marcos independientes, el sistema seguirá operando como una suma de partes, más que como un conjunto con propósito común. Si bien esta fragmentación responde a una arquitectura institucional dispersa —producto de acumulación normativa y de la coexistencia de regímenes distintos dentro del mismo sector—, también está profundamente anclada en sesgos cognitivos y a las propias emociones. De esta forma surgen las formas persistentes de percibir y juzgar al otro, de interpretar la incertidumbre, de evaluar el riesgo y de definir lo que se considera válido o legítimo dentro del juego sectorial.

Estos sesgos operan tanto a nivel individual como organizacional. Condicionan cómo cada actor se concibe a sí mismo (como garante, como víctima, como agente técnico o como actor político), cómo identifica aliados o adversarios, y cómo explica los bloqueos o avances en la toma de decisiones. Así, se refuerza una lógica de atribución externa del conflicto: si el proceso no avanza, es porque otro actor no hace lo que debe. Si hay tensión, es porque alguien está actuando con intereses ocultos; no porque haya un problema sistémico de gobernanza o comunicación. Esta mirada, alimentada por años de desconfianza, impide construir la coordinación necesaria.

Sesgos y grupúsculos

A continuación, se presentan ejemplos de cómo ciertos sesgos aparecen de forma diferenciada según el tipo de grupúsculo dentro del sector energético. Esta caracterización permite evidenciar

cómo las percepciones, las interpretaciones y las estrategias de los distintos grupúsculos no solo responden a intereses materiales, sino también a marcos cognitivos y emocionales específicos.



a. Sesgo de confirmación

El sesgo de confirmación se refiere a la tendencia a buscar, interpretar y valorar la información de forma que confirme las creencias o hipótesis preexistentes, ignorando o desestimando evidencia contraria. En el sector energético, esta predisposición se manifiesta cuando actores afirman verdades sectoriales desde su propia experiencia tecnológica o institucional, sin abrirse a argumentos empíricos que las contradicen.

Este sesgo es común entre generadores renovables no convencionales, que pueden sobredimensionar la viabilidad técnica o institucional de sus proyectos, o entre expertos del sector, que tienden a validar sus recomendaciones desde marcos analíticos que ya conocen o han utilizado. Asimismo, suele activarse en contextos de discusión regulatoria o planificación, donde cada actor defiende con firmeza la evidencia que respalda su propia narrativa.

Otro sesgo de confirmación puede derivarse del lugar común

según el cual, a nivel mundial, la generación de energía es el principal emisor de GEI. Sin embargo, esta situación no corresponde a la realidad colombiana, donde el sector térmico aporta el 7 % de las emisiones del país, y las que usan carbón, el 3 %. Esta aclaración resulta importante porque invita a no asumir automáticamente que el comportamiento del sector energético colombiano replica el de otras regiones del mundo.

En el caso de Colombia, la matriz eléctrica está dominada por fuentes hidroeléctricas, lo que reduce significativamente su huella de carbono en comparación con países donde predomina la generación fósil. Por ello, afirmar que la generación eléctrica es la principal fuente de emisiones puede inducir a errores de diagnóstico o diseño de política, reflejando un sesgo de generalización o incluso un efecto halo al extrapolar la imagen global al contexto local sin una base empírica suficiente.

b. Aversión a la pérdida

La aversión a la pérdida describe la preferencia por evitar pérdidas antes que obtener ganancias equivalentes. En entornos como el energético, donde los proyectos son intensivos en capital y regulatoriamente complejos, este sesgo puede llevar a decisiones excesivamente conservadoras o al rechazo de cambios estructurales, incluso si las condiciones actuales son subóptimas.

Este sesgo es especialmente visible en generadores renovables no convencionales, quienes enfrentan riesgos financieros y regulatorios significativos, y por tanto pueden resistirse a ajustes que pongan en entredicho contratos o condiciones ya pactadas. Suele activarse en contextos de reforma normativa o rediseño de incentivos.

c. Sesgo de *statu quo*

El sesgo de *statu quo* es la tendencia a preferir el estado actual sobre alternativas nuevas, incluso si estas pueden ser superiores. En el contexto energético colombiano, esta predisposición refuerza la dependencia de tecnologías conocidas (como la hidroeléctrica tradicional) y la resistencia a transformaciones regulatorias o de mercado.

Este patrón es característico de generadores, de algunos centros de investigación y *think tanks*, así como de gremios y asocia-

ciones empresariales que han operado históricamente bajo ciertas reglas y esquemas tradicionales. Por otro lado, algunos entes reguladores o planeadores (como la UPME o la CREG) pueden mostrar rigidez frente a propuestas de rediseño institucional, invocando neutralidad o eficiencia técnica, incluso cuando el sistema presenta bloqueos estructurales. El sesgo suele emerger cuando se plantean reformas que alteran la distribución de riesgos o cambian el balance de poder en la matriz energética.

d. Ilusión de control

La ilusión de control describe la tendencia a sobreestimar la capacidad de influir en resultados inciertos, especialmente en sistemas complejos. En el sector energético, este sesgo

puede llevar a asumir que los modelos de gestión actuales bastan para enfrentar riesgos climáticos, sociales o regulatorios crecientes.



En el caso colombiano, este sesgo se manifiesta principalmente en generadores hidroeléctricos y autoridades técnicas del Gobierno nacional. Los primeros pueden asumir que su experiencia operativa y sus modelos hidrológicos son suficientes para enfrentar escenarios extremos como sequías prolongadas o cambios abruptos en los patrones de precipitación, sin adaptar suficientemente sus estrategias. Las segundas —como la UPME o la CREG— pueden confiar excesivamente en la capacidad del diseño institucional

o regulatorio para corregir desequilibrios complejos, como el desajuste entre señales de inversión y tiempos de ejecución.

Este sesgo tiende a activarse cuando se subestima la interacción entre variables externas (como la conflictividad territorial o la incertidumbre climática) y la gobernabilidad real del sistema. Su consecuencia es la persistencia de soluciones técnicas insuficientes frente a problemas que requieren coordinación multiactor, flexibilidad adaptativa y gestión política del riesgo.

e. Sesgo de agencia

El sesgo de agencia surge cuando los intereses del agente (quien ejecuta) no se alinean con los del principal (quien decide, financia o regula), generando decisiones subóptimas o conductas oportunistas. En el sector energético, este sesgo aparece cuando actores públicos o privados toman decisiones pensando en beneficios inmediatos o políticos, sin atender a los objetivos de largo plazo del sistema.

Este sesgo es común en empresas públicas locales o mixtas, que pueden priorizar metas de rentabilidad o control territorial so-

bre la expansión eficiente del servicio; en entes del Gobierno nacional, cuando hay desconexión entre quienes diseñan la política (Minenergía) y quienes deben implementarla (UPME, ANLA, CAR, Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa [DANCP]); y en algunos gremios sectoriales, cuando sus demandas no reflejan los intereses colectivos del mercado, sino los de ciertos afiliados dominantes. Además, se activa especialmente en entornos fragmentados, con bajo control cruzado entre instituciones y con incentivos desalineados para la colaboración.

f. Endogamia institucional

La endogamia institucional ocurre cuando una organización o gremio desarrolla un marco de pensamiento cerrado que prioriza visiones internas y desconfía de ideas externas, incluso si son técnicamente válidas. Este sesgo debilita la capacidad de innovar y de adaptarse a entornos complejos que requieren colaboración intersectorial.

Este sesgo es característico de algunos gremios consolidados, tanto de renovables como de térmicos, que promueven soluciones

desde su propio modelo de negocio sin considerar las complementariedades del sistema. También aparece en autoridades territoriales o CAR que diseñan procesos de licenciamiento o consulta según precedentes locales, ignorando aprendizajes nacionales o internacionales. Suele activarse en entornos con baja rotación institucional, presión por resultados rápidos o cultura organizacional cerrada, y limita la posibilidad de diseñar soluciones transversales a los problemas del sector.

g. Efecto halo (e inverso)

El efecto halo es la tendencia a generalizar una evaluación positiva o negativa de un actor a partir de una sola característica, acción o evento. Su versión inversa lleva a descalificar totalmente a un actor por un atributo negativo, sin evaluar el resto de sus aportes o capacidades.

En el sector energético, este sesgo se ve en la manera como empresas que han tenido conflictos territoriales son sistemáticamente deslegitimadas en procesos posteriores, sin importar

cambios en su estrategia social; o en la forma en que organizaciones sociales son encasilladas como “obstruccionistas”, incluso cuando presentan propuestas técnicas bien estructuradas. También se observa en la percepción pública de la ANLA, donde una decisión polémica puede marcar su credibilidad general. El efecto halo se activa en contextos polarizados, de alta conflictividad o con escasa comunicación institucional, y deteriora la calidad del diálogo multiactor.



h. Sesgo de acción

El sesgo de acción es la tendencia a preferir actuar, incluso sin información suficiente, frente a situaciones que generan presión o ansiedad. Esta inclinación puede ser perjudicial en contextos de alta incertidumbre, donde actuar precipitadamente puede generar efectos no deseados o mal diseñados.

En el sector energético colombiano, este sesgo se manifiesta cuando autoridades locales o entidades del Gobierno central adoptan decisiones de intervención rápida ante cuellos de botella

—como decretos, medidas de excepción o ajustes normativos expés— sin resolver los problemas estructurales subyacentes. También aparece en gremios y generadores, que a veces presionan por medidas inmediatas (como planes de choque o ajustes tarifarios) frente a crisis coyunturales, sin considerar su efecto a mediano plazo. Se activa especialmente ante riesgos reputacionales, crisis mediáticas o momentos de tensión social, y puede llevar a respuestas institucionales reactivas en lugar de estratégicas.

i. Sesgo de representatividad

El sesgo de representatividad ocurre cuando se extrapolan casos particulares como si fueran representativos de todo el sistema, ignorando su carácter excepcional o contextual. Esta concepción distorsiona el diagnóstico de problemas y puede llevar a soluciones mal calibradas.

En el sector energético, este sesgo aparece cuando autoridades ambientales o comunidades generalizan malas experiencias con ciertos proyectos para bloquear otros que no comparten esas

mismas características. También ocurre cuando gremios, usuarios industriales o autoridades gubernamentales toman decisiones basadas en ejemplos de éxito en otros países, sin considerar las diferencias institucionales, sociales o geográficas del caso colombiano. Se activa en debates donde predominan narrativas cargadas de ejemplos anecdóticos, y debilita la posibilidad de construir acuerdos basados en evidencia representativa y contextualizada.

j. Atribución negativa

La atribución negativa es la tendencia a asumir que los otros actores actúan por intereses ocultos o con mala intención, en lugar de reconocer que sus decisiones pueden responder a restricciones reales o diferencias legítimas de visión. Este sesgo se observa con frecuencia entre comunidades locales y empresas desarrolladoras, que tienden a desconfiar sistemáticamente del otro, incluso en procesos bien estructurados de consulta o participación.

También ocurre entre autoridades ambientales y sectoriales, cuando hay sospechas sobre la captura regulatoria o la parcialidad técnica.

Este sesgo se activa en contextos de baja confianza institucional, historial de incumplimientos o ausencia de mecanismos transparentes de seguimiento, y es uno de los mayores obstáculos para la construcción de consensos duraderos.

k. Descuento hiperbólico

El descuento hiperbólico es la tendencia a valorar desproporcionadamente los beneficios inmediatos sobre los beneficios futuros, incluso si estos últimos son mayores. Este sesgo lleva a decisiones que sacrifican la sostenibilidad de largo plazo por ventajas de corto plazo.

En el contexto colombiano, este sesgo afecta tanto a usuarios residenciales, que resisten ajustes tarifarios, aunque sean necesarios para la sostenibilidad del sistema, como a autoridades, que

priorizan resultados visibles en su periodo de gobierno sobre reformas estructurales que maduran en el tiempo. También puede afectar a empresas, que retardan inversiones en tecnologías limpias si su retorno es percibido como incierto o lejano. Se activa en contextos de ciclos políticos cortos, urgencias fiscales o presión por resultados inmediatos, y dificulta la transición energética como proyecto de largo plazo.



I. Sesgo de omisión

El sesgo de omisión consiste en preferir no actuar para evitar responsabilidad directa, aunque esa inacción también tenga consecuencias negativas. En contextos de alta incertidumbre o presión institucional, este sesgo lleva a dilatar decisiones clave o transferir la responsabilidad a otros actores.

En el sector energético, este sesgo es frecuente en reguladores, que ante la complejidad o el conflicto potencial de una medida pre-

fieren postergar decisiones; y en autoridades ambientales, que pueden abstenerse de otorgar o negar licencias en espera de una mayor “claridad” institucional. También se encuentra en algunas empresas, que retrasan ajustes estratégicos ante la falta de señales contundentes del regulador. Se activa en entornos de ambigüedad jurídica, presión política o exposición mediática, y contribuye a la parálisis de decisiones estructurales necesarias para la transición energética.

m. Neutralidad racional

La neutralidad racional es una forma de sesgo donde los actores se refugian en argumentos técnicos aparentemente neutros para evitar tomar posiciones que impliquen riesgos políticos, éticos o estratégicos. Aunque se presenta como imparcialidad, en la práctica puede perpetuar el *statu quo* y evitar los debates necesarios.

En el caso colombiano, este sesgo se detecta en reguladores como la CREG, que tienden a enfatizar principios de eficiencia y neutralidad económica incluso cuando el entorno requiere inter-

venciones redistributivas o correctivas. También se observa en algunos centros de investigación o expertos técnicos, que pueden evitar pronunciarse sobre los aspectos institucionales o sociales de la transición para no comprometer su autoridad técnica. Se activa cuando hay presión para posicionarse, pero no existen condiciones políticas o institucionales seguras para hacerlo, y refuerza la desconexión entre el diseño técnico y los dilemas reales del sistema.

n. Atribución de intenciones negativas

Este sesgo implica asumir que las acciones de otro actor responden a malas intenciones o intereses ocultos, en lugar de considerar que pueden surgir de limitaciones estructurales, información incompleta o prioridades distintas. A diferencia de la crítica legítima, esta atribución deteriora la confianza y bloquea la colaboración.

En el sector energético colombiano, este sesgo es común entre empresas y comunidades, especialmente en territorios con historial

de conflicto. También se observa entre autoridades nacionales y locales, que tienden a desconfiar de los motivos del otro al gestionar proyectos estratégicos. En gremios y movimientos sociales, puede manifestarse en lecturas intencionadas de las acciones del Estado o el sector privado. Se activa además en contextos de baja transparencia, ausencia de mecanismos de seguimiento o procesos fallidos de participación previa, y agrava la fragmentación del sistema.

o. Sesgo del costo hundido

El sesgo del costo hundido se refiere a la tendencia a continuar con una decisión, estrategia o proyecto solo porque ya se han invertido recursos significativos en él, aunque la evidencia actual indique que seguir adelante no es eficiente. Es un sesgo especialmente peligroso en sectores con inversiones intensivas de capital y largos ciclos de maduración, como el energético.

En el caso colombiano, este sesgo se observa en empresas desarrolladoras —especialmente, aquellas con grandes proyectos en fase avanzada— que continúan defendiendo iniciativas pese a cambios en el entorno regulatorio, social o climático que vuelven su ejecución mucho menos viable. También se manifiesta en autoridades gubernamentales que insisten en mantener estructuras institucionales, contratos o modelos de subasta que ya no responden a las condiciones

del sistema. Incluso algunos gremios caen en este sesgo al seguir promoviendo tecnologías o esquemas de incentivos cuya efectividad ha sido cuestionada por la evidencia reciente. Se activa cuando los actores sienten que abandonar una iniciativa significaría reconocer un error, desperdiciar inversión o perder credibilidad institucional, una persistencia que, en últimas, puede bloquear opciones más eficientes o generar sobrecostos considerables al sistema.

Estos sesgos no son fallas puntuales; son expresiones de racionalidades fragmentadas que, al no ser reconocidas, se traducen en bloqueos estructurales. Comprenderlos es un primer paso para reconstruir la posibilidad de actuar colectivamente en un sistema que, hasta ahora, parece más guiado por el miedo a perder que por la ambición de construir algo mejor



7 La importancia de la agencia y acciones privadas

Si bien el Estado tiene un rol irremplazable en definir las reglas del juego, orientar las inversiones y garantizar condiciones de equidad y acceso, sería un error asumir que la sostenibilidad y los retrasos del sistema dependen únicamente de la acción estatal. Esta visión unilateral no solo es incompleta, sino también riesgosa: puede fomentar la pasividad, reforzar la dependencia institucional y perpetuar dinámicas inerciales que bloquean.

El sector requiere, con igual urgencia, el ejercicio activo de la agencia por parte de actores privados, gremiales, comunitarios y ciudadanos. Se trata, en definitiva, de destrabar un sistema caracterizado por la fragmentación, la desconfianza y la alta exposición al conflicto regulatorio y territorial. Ahora bien, recuperar la agencia en este contexto no es una estrategia de transformación; significa reconocer que:

1. La transformación no será automática, ni siquiera con las mejores políticas públicas, si los actores siguen tomando decisiones defensivas.
2. Las acciones privadas pueden abrir camino incluso cuando el entorno institucional no es perfecto: empresas que arriesgan en modelos híbridos, comunidades que impulsan esquemas de autogeneración, inversionistas que experimentan con tecnologías no maduras, entre otros.
3. La responsabilidad es compartida. El futuro energético no se define solo en los documentos de política pública ni en las resoluciones regulatorias, sino en la suma de decisiones descentralizadas: invertir o no, coordinar o no, ceder o no.

En última instancia, la energía del cambio no radica únicamente en grandes reformas legislativas o tecnológicas, sino en la capacidad colectiva de desafiar patrones de comportamiento cristalizados. Cambiar el sistema implica, también, transformar la manera en que los actores ven su papel dentro de él: como espectadores que esperan que “alguien más” resuelva, o como participantes activos que asumen riesgos, corrigen inercias y construyen nuevas posibilidades de cooperación.



8 Recomendaciones

Con base en el diálogo entre actores del sector, se identificaron soluciones concretas que pueden contribuir a superar los cuellos de botella actuales en la planificación, ejecución y

regulación de proyectos energéticos en Colombia. Estas recomendaciones se agrupan en cinco líneas de acción, descritas enseguida.

Mejorar los marcos regulatorios y los términos de referencia

Una primera línea de acción prioritaria consiste en ajustar los términos de referencia para la elaboración de los EIA de proyectos de generación, con base en la experiencia acumulada en procesos recientes de licenciamiento. Aunque estos requerimientos actuales ya contemplan diferenciaciones por tipo de tecnología, persisten exigencias desproporcionadas que trasladan a las empresas la carga de realizar estudios científicos complejos sobre los territorios, dificultando así el avance de proyectos con impactos acotados. Se propone, por tanto, una simplificación de dichos términos que permita concentrar los esfuerzos en la información realmente relevante para la toma de decisiones, evitando requerimientos innecesarios que, en últimas, ralentizan el proceso.

En la misma línea, el país debe avanzar en la implementación de procesos de evaluación ambiental estratégica en los territorios con mayor potencial energético. Esto permitiría disponer de

información base común sobre sensibilidad ambiental, uso del suelo y condiciones ecosistémicas, reduciendo la necesidad de levantar dichos datos desde cero en cada proyecto. Con ello, se facilitaría la elaboración de estudios por parte de los desarrolladores y se generarían señales más claras sobre la viabilidad ambiental de las zonas.

Adicionalmente, ante los desafíos estructurales del sector, se recomienda explorar la viabilidad jurídica de un marco normativo transitorio que habilite la ejecución de un plan de choque con capacidad de acción inmediata. La rigidez institucional actual limita las respuestas ante coyunturas críticas, como las que vive el país frente al riesgo de desabastecimiento. Un esquema de transición legal, con objetivos y plazos definidos, permitiría tomar decisiones rápidas sin sacrificar el objetivo de fortalecer la institucionalidad en el largo plazo.

Agilizar y clarificar los procesos administrativos

Una segunda línea de acción se orienta a mejorar la eficiencia y la previsibilidad en los procesos administrativos asociados al desarrollo de proyectos energéticos. Un paso fundamental es establecer tiempos definidos y vinculantes para la obtención de permisos ambientales, tanto en el marco del licenciamiento ambiental como en las autorizaciones menores. La ausencia de plazos claros y los cuellos de botella por la imposibilidad de cumplir los acuerdos ha sido un factor recurrente de incertidumbre y demora, lo que desalienta la inversión y retrasa la ejecución de proyectos estratégicos.

Asimismo, se requiere asegurar un proceso consultivo estructurado, con reglas claras y cronogramas definidos, que permita a los actores conocer de antemano las etapas, los tiempos y los criterios de evaluación. Esta mayor transparencia contribuiría a fortalecer la

seguridad jurídica y la confianza de los desarrolladores frente a las entidades responsables del licenciamiento y la regulación.

Otro escenario prioritario para mejorar la viabilidad técnica y social de los proyectos es replantear el momento en que se elaboran y presentan el EIA y el plan de manejo ambiental (PMA). En lugar de desarrollarlos antes de las consultas previas, se propone que estos instrumentos sean contruidos o radicados una vez culminados los procesos de consulta, de forma que los acuerdos alcanzados y las medidas pactadas con las comunidades queden debidamente integradas en el PMA.

En este marco, una medida concreta sería que las licencias ambientales solo se otorguen una vez realizados los procesos de consulta previa, bajo un modelo de trabajo conjunto entre las comunidades, las empresas desarrolladoras y las entidades estatales



competentes. Esto exige una coordinación temprana, estructurada y vinculante, que permita llegar a la fase de licenciamiento con los aspectos sociales, territoriales y ambientales ya resueltos o integrados de forma legítima y verificable. Un esquema de este tipo no solo reduciría los riesgos de retraso en etapas críticas del proyecto, sino que también fortalecería la legitimidad de las decisiones ambientales y la confianza de los territorios en el proceso.

Fomentar inversión y nuevas tecnologías

Una tercera línea de acción clave consiste en promover tecnologías estratégicas que fortalezcan la transición energética, no solo desde el enfoque ambiental, sino también desde la seguridad, la diversificación y la estabilidad del sistema. Esto implica adoptar un portafolio amplio de soluciones tecnológicas, con incentivos diferenciados y coordinación institucional, que permitan transitar de manera gradual y realista hacia una matriz más limpia, firme y competitiva.

En este sentido, se recomienda implementar incentivos específicos para proyectos de almacenamiento de energía renovable, reconociendo su rol fundamental para gestionar la intermitencia de fuentes como la solar y la eólica. Estos sistemas no solo aumentan la confiabilidad del sistema eléctrico, sino que reducen la vulnerabilidad frente a eventos críticos como sequías prolongadas o picos de demanda.

Paralelamente, es necesario abrir el debate sobre la viabilidad técnica, económica y social de proyectos de energía nuclear en Colombia. Aunque esta fuente no ha sido priorizada en el pasado, su incorporación podría representar una alternativa firme y de bajas emisiones para el mediano y largo plazo, especialmente frente a la urgencia de descarbonizar la matriz sin sacrificar firmeza y cobertura.

Asimismo, aprobar proyectos estratégicos de exploración y explotación de gas natural se presenta como una medida pragmática y transitoria para mitigar el aumento de tarifas en el corto plazo, sin renunciar a los compromisos de transición. En paralelo, se debe acelerar el desarrollo de fuentes como el biometano, que pueden complementar de forma sostenible la oferta de gas en el país y generar sinergias con sectores agroindustriales.

Además, se deben fomentar tecnologías que aprovechen los recursos energéticos existentes mientras se gestionan sus impactos ambientales. En esta línea, las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) representan una opción estratégica para seguir utilizando fuentes fósiles como el gas y el

Por último, es necesario promover un entendimiento técnico común sobre qué se considera un activo de conexión entre los proyectos de generación y las redes del SIN. La falta de una definición compartida ha sido fuente de conflictos y ambigüedades técnicas que obstaculizan el avance de iniciativas; en especial, aquellas que dependen de líneas de transmisión compartidas o ampliaciones de red.

carbón, pero con menores emisiones netas de GEI. Estas tecnologías también habilitan nuevas oportunidades industriales relacionadas con la cadena de valor del hidrógeno.

En este contexto, Colombia tiene una oportunidad estratégica para posicionarse como referente regional en tecnologías de hidrógeno verde, iniciando desde usos domésticos como la cocción y proyectándose hacia aplicaciones industriales y exportadoras. Las estufas a hidrógeno representan una puerta de entrada tangible de la transición energética a los hogares, con impactos positivos en salud pública, equidad energética y sostenibilidad ambiental. Su despliegue en zonas rurales y urbanas podría reemplazar el uso de leña, gas licuado de petróleo (GLP) e incluso gas natural, mejorando la calidad de vida y reduciendo emisiones.

De hecho, el impulso al uso descentralizado del hidrógeno en la cocción ya está en marcha con cinco desarrollos tecnológicos nacionales (UDES, OPEX, Universidad de Antioquia, Haceb con EPM-UPB, JM Hidrógeno Verde), lo cual ofrece una base sólida para escalar esta solución a nivel nacional. Ahora, más allá del hogar, el hidrógeno tiene potencial para activar cadenas de valor industriales y agroalimentarias, desde la fabricación de componentes especializados hasta aplicaciones en hornos, cocinas institucionales, procesos térmicos en la agroindustria (café, caña, cacao) y usos metalúrgicos. Esta expansión puede generar empleo verde, fortalecer capacidades tecnológicas locales y dinamizar la industria nacional.

Finalmente, el liderazgo en tecnologías de uso final basadas en hidrógeno permitiría a Colombia proyectarse internacionalmente como proveedor de soluciones energéticas sostenibles de alto valor agregado. Para ello, será clave avanzar en normalización técnica, certificación de competencias y fortalecimiento comercial, de manera que las empresas nacionales puedan ofrecer paquetes integrales de tecnología limpia con enfoque sostenible y competitivo.



Fortalecer la articulación sectorial y ampliar el acceso

Una cuarta línea de acción se enfoca en fortalecer la articulación entre los distintos actores del sistema, reconociendo que la transición energética no puede avanzar de manera efectiva si se mantiene la fragmentación institucional y la desconexión entre sectores. Un primer paso en esta dirección es facilitar un diálogo constante y alineado, que permita anticipar problemas, compartir buenas prácticas y construir soluciones conjuntas.

También se propone revisar el modelo de asociaciones público-privadas (APP) aplicado al sector energético, con el objetivo de identificar barreras normativas o institucionales que estén limitando el desarrollo de proyectos de gran escala. En algunos casos, será necesario avanzar hacia esquemas contractuales más flexi-

bles o ajustes regulatorios específicos para atraer inversión privada en eslabones estratégicos de la cadena energética.

Asimismo, es importante superar la paradoja del “huevo y la gallina” relacionada con la asignación de capacidad de transporte (puntos de conexión) y los trámites ambientales. Actualmente, muchos desarrolladores no avanzan en los estudios de impacto ambiental —que requieren tiempo y recursos significativos— si no tienen certeza de que podrán conectarse al sistema. No obstante, a su vez, la asignación de esos puntos de conexión suele estar condicionada a contar con viabilidad ambiental, generando un bloqueo circular que retrasa proyectos estratégicos. Superar este cuello de botella exige una coordinación interinstitucional más efectiva y marcos de decisión más integrados.

Ampliar el acceso a soluciones energéticas eficientes

De forma complementaria, esta línea de acción también apunta a ampliar el acceso a soluciones energéticas eficientes, especialmente en zonas donde la extensión de redes tradicionales no es viable ni costo-efectiva. En estos territorios, se recomienda habilitar redes virtuales y soluciones logísticas innovadoras que permitan a los operadores de red incluir en sus planes de inversión a usuarios ubicados en zonas aisladas o dispersas. Estas estrategias, apoyadas en tecnología y modelos de servicio adaptativos, permitirían cerrar brechas históricas de cobertura energética con alternativas sostenibles, como microrredes, sistemas solares autónomos o esquemas híbridos.

Además de las líneas de acción anteriores, es fundamental reforzar los mecanismos de expansión de la capacidad firme, en particular a través de las subastas del cargo por confiabilidad. Este instrumento ha sido clave para garantizar la disponibilidad energética en momentos críticos del sistema y debe seguir fortalecién-

dose como una herramienta que articula señales de mercado con seguridad energética. Una revisión técnica de sus parámetros y diseño podría mejorar su efectividad para integrar nuevas tecnologías firmes, incluyendo almacenamiento, térmicas eficientes y, eventualmente, energía nuclear.

Asimismo, se recomienda incluir al sector financiero como un actor central en la transformación del sector eléctrico, avanzando en esquemas de financiamiento libres de sesgos tecnológicos. Bajo esta premisa, es clave que la banca nacional e internacional promueva proyectos con base en criterios de sostenibilidad, eficiencia y resiliencia, más allá de su tipo tecnológico. Esto permitiría apalancar inversiones en pilotos y desarrollos con tecnologías emergentes, como la CCUS, las plantas térmicas de alta eficiencia (HELE), y otras alternativas que podrían complementar la transición sin comprometer la seguridad del sistema.



Nuevas recomendaciones

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Atender la agilidad de los procesos necesarios para el ingreso de la nueva capacidad de generación de la matriz.	La confiabilidad del sistema pasa por diversificar la matriz de generación, que es predominantemente hídrica y térmica.	Minenergía y CREG	Evaluar esquemas de expansión para asegurar la confiabilidad frente al alza de la demanda de energía.
Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación.	Las reservas probadas de gas natural en Colombia son inferiores a los diez años, lo cual pone en riesgo la autosuficiencia nacional en materia energética.	Minenergía, CREG y UPME	Avanzar en la construcción de ocho proyectos clave, incluyendo la Planta de Regasificación del Pacífico.
Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.	Cerca de 818.119 hogares no cuentan con acceso al servicio de energía eléctrica en Colombia.	Minenergía, UPME y empresas del sector	Potenciar la interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), sistemas solares individuales y soluciones híbridas para microrredes.
Aprovechar la ventaja competitiva que tiene el país para exportar hidrógeno.	La producción y el uso de este energético representan una oportunidad para el país, dados los recientes avances en proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).	Minenergía, UPME y empresas del sector	Colombia podría ser uno de los mayores exportadores de hidrógeno verde de América Latina desde 2030.
Mejorar los marcos regulatorios y los términos de referencia para los estudios de impacto ambiental (EIA) de proyectos de generación.	Simplificar requisitos desproporcionados y acelerar licenciamiento de proyectos.	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente) y ANLA	Centrar esfuerzos en información relevante y eliminar requerimientos innecesarios.



Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Implementar evaluación ambiental estratégica en territorios con potencial energético.	Disponer de datos ambientales comunes y reducir duplicación de esfuerzos.	Minambiente, ANLA y entidades territoriales	Mejorar la planeación ambiental y dar mayor claridad para desarrolladores.
Explorar viabilidad de un marco normativo transitorio para habilitar un plan de choque energético.	Responder con agilidad ante coyunturas críticas como el riesgo de desabastecimiento.	Gobierno nacional y Congreso de la República	Permitir decisiones rápidas sin comprometer la institucionalidad a largo plazo.
Establecer tiempos definidos para permisos ambientales y mayor previsibilidad administrativa.	Reducir incertidumbre y demoras que afectan la inversión en proyectos estratégicos.	ANLA, Minambiente y entidades licenciatarias	Generar mayores transparencia, confianza y seguridad jurídica.
Replantear el momento de elaboración del EIA y del plan de manejo ambiental (PMA) posterior a consultas previas.	Integrar acuerdos de consulta previa de manera efectiva y legítima.	ANLA, empresas desarrolladoras y comunidades	Evitar duplicidades y retrasos en el proceso de licenciamiento.
Definir técnicamente qué se considera un activo de conexión con el SIN.	Eliminar ambigüedades técnicas que frenan proyectos de generación.	UPME y CREG	Facilitar coordinación técnica entre desarrolladores y operadores.
Incentivar almacenamiento de energía renovable para gestionar la intermitencia.	Incrementar confiabilidad y disminuir vulnerabilidad del sistema eléctrico.	Minenergía y UPME	Aprovechar avances en subastas y desarrollo de infraestructura.
Evaluar viabilidad de proyectos de energía nuclear como fuente firme y limpia.	Contribuir a la descarbonización con generación firme y limpia.	Minenergía y Comisión Nacional de Energía Nuclear	Explorar alianzas internacionales y estándares de seguridad.
Impulsar proyectos estratégicos de gas natural y biometano como medida transitoria.	Mitigar el alza de tarifas sin comprometer la transición energética.	Minenergía, UPME y sector privado	Complementar oferta energética con fuentes sostenibles y firmes.



Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Fomentar tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) para reducir emisiones de fuentes fósiles.	Permitir el uso de gas y carbón con menores emisiones netas.	Minenergía, UPME e industria energética	Generar nuevas oportunidades industriales en la transición energética.
Impulsar el uso de hidrógeno para cocción doméstica y aplicaciones industriales.	Reducir emisiones y mejorar la calidad de vida en hogares y agroindustria.	Minenergía, empresas tecnológicas y sector salud	Escalar tecnologías nacionales existentes con impacto social y ambiental.
Revisar modelo de alianzas público-privadas (APP) para facilitar inversión privada en energía.	Eliminar barreras normativas que limitan el desarrollo de grandes proyectos.	Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Minhacienda), Minenergía y sector privado	Ajustar esquemas contractuales y regulaciones específicas para energía.
Superar bloqueo circular entre puntos de conexión y viabilidad ambiental.	Evitar bloqueos circulares y facilitar una ejecución oportuna de proyectos.	Minambiente, UPME y ANLA	Implementar criterios integrados para decisiones de conexión.
Habilitar redes virtuales y soluciones logísticas para zonas aisladas.	Expandir cobertura energética con soluciones adaptativas y sostenibles.	Empresas de servicios públicos y Minenergía	Cerrar brechas históricas con tecnologías limpias y viables.
Fortalecer mecanismos de expansión mediante subastas de cargo por confiabilidad.	Garantizar disponibilidad energética con nuevas tecnologías firmes.	CREG y UPME	Ajustar parámetros para integrar tecnologías emergentes en subastas.
Incluir al sector financiero para apalancar tecnologías emergentes con sostenibilidad.	Apoyar pilotos y tecnologías limpias con criterios de sostenibilidad.	Banca pública y privada, y Minhacienda	Eliminar sesgos tecnológicos y priorizar proyectos con impacto sostenible.



9 Referencias

- 1 Cabrera, O. [2021, 18 de agosto]. *Análisis general de los cambios a los beneficios fiscales por inversiones en fuentes no convencionales de energías renovables en Colombia a raíz de la Ley de Transición Energética*. <https://www.ciat.org/ciatblog-analisis-general-de-los-cambios-a-los-beneficios-fiscales-por-inversiones-en-fuentes-no-convencionales-de-energias-renovables-en-colombia-a-raiz-de-la-ley-de-transicion-energetica>
- 2 Ceballos, J. F., Jansson, C. y Strbac, G. [2014]. Flexibility from distributed energy resources: A catalog of options, technical requirements and implementation challenges. *Proceedings of the IEEE PES General Meeting*. <https://static.aminer.cn/upload/pdf/1700/343/450/53e9a-23fb7602d9702b47f9c0.pdf>
- 3 Corficolombiana. [2024]. *Inflación de precios de energía e indexación en Colombia*. https://investigaciones.corfi.com/analisis-sectorial-y-sostenibilidad/perspectiva-sectorial-energia/inflacion-de-precios-de-energia-e-indexacion-en-colombia/informe_1165928
- 4 Corte Constitucional de Colombia. [2013]. *Sentencia T-135/13*. <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2013/t-135-13.htm>
- 5 CPC. [2024]. *Informe nacional de competitividad 2024-2025*.
- 6 Fedesarrollo. [2025, mayo]. *Evolución reciente de la generación de energía por tipo de fuente en Colombia (2000-2025)* [Presentación]. Foro Nacional Energético Acolgen.
- 7 Fodstand, M., Crespo, P., Hellemo, L., Knudsen, B. R., Piscicelli, P., Silvest, A., Bordin, C., Schmidt, S. y Straus, J. [2022]. Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112246. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112246>
- 8 García, J. H., & Valencia, M. L. [2022]. Energy transition in Colombia: A multidimensional analysis of policy coherence. *Energy Policy*, 164, 112882. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112882>
- 9 GES y CIP. [2025, 29 de abril]. *Gran apagón histórico deja a oscuras a España tras colapso de la red* [Informe técnico inédito]. Gestión y Control Integral de Proyectos S. L.
- 10 González, M. A. y Medina, D. M. [2018]. Las energías renovables en Colombia: Retos y oportunidades para un desarrollo energético sostenible. *Revista Ciencia y Poder Aéreo*, 13(1), 49-72. <https://www.re-dalyc.org/articulo.oa?id=357559243004>
- 11 Granovetter, M. [1985]. Economic Action and Social Structure: The Problem of Embeddedness. *American Journal of Sociology*, 91(3), 481-510. <http://www.jstor.org/stable/2780199>
- 12 Grupo Energía Bogotá. [s. f.]. *Reporte de sostenibilidad*. <https://www.grupoenergiabogota.com/sostenibilidad/reporte-de-sostenibilidad>
- 13 IEA. [2023, 24 de octubre]. *The energy world is set to change significantly by 2030 based on today's policy settings alone*. <https://www.iea.org/news/the-energy-world-is-set-to-change-significantly-by-2030-based-on-today-s-policy-settings-alone>
- 14 IEA. [2023]. *World Energy Outlook 2023*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- 15 Kahneman, D. y Tversky, A. [1979]. Prospect theory: An analysis of decision under risk. *Econometrica*, 47(2), 263-291. <https://doi.org/10.2307/1914185>
- 16 Meeks, R. [2025]. *Electricity Infrastructure*. <https://voxdev.org/voxdevlit/electricity-infrastructure>
- 17 Minenergía. [2023]. *Memorias al Congreso 2022-2023*. Gobierno de Colombia. <https://minenergia.gov.co/documents/10469/Memorias-al-congreso-2022-2023.pdf>
- 18 Pritchett, L., Sen, K. y Werker, E. [2018]. *Deals and development: The political dynamics of growth episodes*. Oxford University Press. <https://books.google.com.co/books?id=5Zk6DwAAQBAJ>
- 19 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. [2004]. *Informe mundial de energía: La energía y el reto de la sostenibilidad*. <https://www.undp.org/es/publicaciones/informe-mundial-de-energia-la-energia-y-el-reto-de-la-sostenibilidad-2004>
- 20 Reddy, K. J., Reddy, G. V. K., Reddy, M. B. y Rao, M. R. [1995]. Utilization of sorghum (*Sorghum vulgare*) grain by crossbred dairy heifers. *Livestock Adviser*, 20(2), 11-13.
- 21 Simon, H. A. [1955]. A Behavioral Model of Rational Choice. *The Quarterly Journal of Economics*, 69(1), 99-118. <https://doi.org/10.2307/1884852>
- 22 Stapleton, C. E. y Wolak, J. [2024]. Political self-confidence and affective polarization. *Public Opinion Quarterly*, 88(1), 79-96.
- 23 Sterman, J. D. [2002]. *System dynamics: Systems thinking and modeling for a complex world*. MIT Sloan School of Management.
- 24 Sen, K. y Werker, E. [2018]. *Deals and development in fragile and conflict-affected states*. United Nations University World Institute for Development Economics Research [UNU-WIDER]. <https://www.wider.unu.edu/publication/deals-and-development-fragile-and-conflict-affected-states>
- 25 United Nations University – World Institute for Development Economics Research [UNU-WIDER]. [s. f.]. *Deals and development: A political economy guidebook*. <https://www.wider.unu.edu/sites/default/files/Werker-and-Sen-deals-and-development-guidebook.pdf>



- 26 UPME. (2022a). *Actualización Plan Energético Nacional 2022-2052*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf
- 27 UPME. (2022b). *Plan energético nacional 2020-2050: Documento para consulta pública*. Ministerio de Minas y Energía. https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf
- 28 Viñas, C., Pedrozo, S. y Rodríguez, D. (2018). La planificación participativa como instrumento de democratización estatal. *Revista del CLAD Reforma y Democracia*, 72, 163-192. <https://revista.clad.org/ryd/article/view/166/331>
- 29 Wang, X., Guo, Z., Zhang, Z., Li, B., Su, C., Sun, L. y Wang, S. (2022). Game Analysis of the Evolution of Energy Structure Transition Considering Low-Carbon Sentiment of the Decision-Makers in the Context of Carbon Neutrality. *Processes*, 10(8), 1650. <https://www.mdpi.com/2227-9717/10/8/1650>
- 30 Wang, H., Wu, J., Wang, Z., Xue, Y. y Liu, G. (2022). Analysis of the coordinated evolution of low-carbon behavior and energy transition strategy of electricity enterprises in the context of carbon neutrality. *Energy Policy*, 167, 113005. <https://ideas.repec.org/a/eee/energy/v311y2024ics0360544224030743.html><https://ideas.repec.org/a/eee/energy/v311y2024ics0360544224030743.html>
- 31 World Energy Council. (2024). *World Energy Trilemma Report 2024*. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2024>
- 32 Zhou, Y., Li, H., Sun, D. y Wang, J. (2014). Evolutionary game analysis of the strategic interaction among government, enterprises and public in environmental regulation. *Knowledge-Based Systems*, 67, 188-196. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544224030743>