

# Una Hoja de Ruta del Sector Energético Hacia Cero Emisiones Netas en Colombia

International Energy Agency

iea

World Energy Outlook Special Report

# INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 32 Member countries, 13 Association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at [www.iea.org/terms](http://www.iea.org/terms)

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

## IEA Member countries:

Australia  
Austria  
Belgium  
Canada  
Czech Republic  
Denmark  
Estonia  
Finland  
France  
Germany  
Greece  
Hungary  
Ireland  
Italy  
Japan  
Korea  
Latvia  
Lithuania  
Luxembourg  
Mexico  
Netherlands  
New Zealand  
Norway  
Poland  
Portugal  
Slovak Republic  
Spain  
Sweden  
Switzerland  
Republic of Türkiye  
United Kingdom  
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

## IEA Association countries:

Argentina  
China  
Egypt  
India  
Indonesia  
Kenya  
Morocco  
Senegal  
Singapore  
South Africa  
Thailand  
Ukraine  
Viet Nam

Este informe fue diseñado y dirigido por **Laura Cozzi**, Directora de Sostenibilidad, Tecnología y Perspectivas de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Los autores principales y coordinadores del informe fueron **Hugh Hopewell** y **Martin Kueppers**.

Otros autores principales del informe de la AIE incluyen: **Lena Brun** (resiliencia), **Gavin Cook** (industria), **Eric Fabozzi** (electricidad), **Roland Gladushenko** (edificaciones), **Insa Handschuch** (resiliencia), **Zoé Hemez** (inversión), **Bruno Idini** (transiciones justas), **YuJin Jeong** (transporte) y **Cecilia Tam** (inversión).

**Alejandra Bernal-Guzmán** lideró el relacionamiento institucional y revisó la traducción del reporte al español, con la orientación de **Joerg Husar**. Otras contribuciones valiosas fueron hechas por **Eric Buisson**, **Michael Drtil**, **Víctor García Tapia**, **Laura Linuesa Domenech**, **Jérôme Hilaire**, **Quentin Minier**, **Brieuc Nerinx**, **Quentin Paletta**, **Apostolos Petropoulos**, **Amalia Pizarro**, **Diana Sánchez Pérez** y **Max Schoenfish**.

**Dylan Marecak** brindó apoyo fundamental.

**Justin French-Brooks** asumió la responsabilidad editorial.

Miembros de la alta dirección y numerosos colegas de la AIE ofrecieron comentarios valiosos, en particular **Stéphanie Bouckart**, **Tim Gould**, **Thomas Spencer**, **Brent Wanner** y **Daniel Wetzel**.

Se le agradece a la **Oficina de Comunicaciones y Digital de la AIE** por su apoyo en la elaboración del informe y materiales web, así como a la **Oficina del Asesor Jurídico**, la **Oficina de Gestión y Administración** y el **Centro de Datos de Energía**, que prestaron asistencia durante todo el proceso.

El trabajo se realizó en estrecha colaboración con el **Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME)** y la **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)**. Se reconoce especialmente la participación de **Karen Schutt** (Viceministra de Energía, MME), **Johanna Stella Castellanos** (Subdirectora de Demanda, UPME), **John Alexander Sánchez** (Modelador de Energía, UPME), **Gabriela Guerrero** (Jefe de Asuntos Internacionales, MME) y **Gabrielly Balaguera** (Asesora de Asuntos Internacionales, MME). También se agradece a **Javier Campillo** (ex viceministro de Energía, MME) y **Jessica Arias** (ex subdirectora de Demanda, UPME), cuyos aportes fueron clave en la preparación del informe. Asimismo, contribuyeron expertos de la UPME como **Sofía Delgado**, **Maryeni Karina Enríquez**, **Erika Johanna Flórez**, **Héctor Hernando Herrera**, **Luis Fernando López**, **Juan Francisco Martínez**, **William Alberto Martínez**, **Linda Liliana Mondragón**, **Bolívar Andrés Monroy**, **Ingrid Gissella Quiroga** y **David Andrés Serrato**.

El análisis se benefició de la colaboración con **Project InnerSpace™**, que realizó la modelación y evaluación del potencial técnico geotérmico mediante la herramienta **GeoMap™**.

**David Wilkinson** (consultor independiente) aportó contribuciones significativas al análisis.

El trabajo fue posible gracias al apoyo del **Clean Energy Transitions Programme – CETP (Programa de Transiciones a Energías Limpias)** de la AIE, con la ayuda financiera de la **Unión Europea**.

## Revisores por pares

Numerosos funcionarios gubernamentales y expertos revisaron los borradores preliminares y aportaron comentarios de gran valor. Entre ellos se encuentran:

Raúl Lancheros	Acolgen – Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
María Fernanda Manrique	Bancoldex
Claudia Marcela Gutiérrez Cárdenas	Bancoldex
Daniel Arango	Bancolombia
Catalina Cano Zapata	Bancolombia
Diana Jimena Pereira Bonilla	Cemex
María Cristina Higuera	Clúster de Geotermia Colombia
Juan David Molina	Colombia Inteligente
Héctor Taticuan	Asociación de Energías Renovables de Colombia (SER)
Claudia Escobar	Asociación Colombiana del Petróleo y Gas
Juan Giraldo	Asociación Colombiana de Hidrógeno
Carolina Gutiérrez	Asociación Colombiana de Minería
Camilo Andrés Prieto Valderrama	Red Nuclear Colombiana
Luisa Palacios	Columbia University
César Patiño	Ecopetrol
Julián Fernando Lemos Valero	Ecopetrol
Gian Paolo Daguer	Enel Colombia
Erik Dhaenens	Delegación de la UE en Colombia
Diego Arboleda	Hevolución
Harmeet Bawa	Hitachi Energy
Alexandra Planas	Banco Interamericano de Desarrollo
Juan Camilo Cruz	Ministerio de Minas y Energía de Colombia
Daniela Durán González	Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible
Gabrielly Balaguera	Ministerio de Minas y Energía de Colombia
Brayham Villa	Monómeros
Catalina Rubio	Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG)
Sergio Roperó	Departamento Nacional de Planeación (DNP)
Diego Romero Álvarez	Financiera Nacional de Desarrollo (FND)

Carolina Rojas	Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia
Andrés Betancur Rodríguez	Agencia Nacional de Minería (ANM)
Esteban Felipe Castillo Jiménez	Agencia Nacional de Minería (ANM)
Ana Carolina González	Instituto de Gobernanza de Recursos Naturales
Camilo Morales	Naturgas
Sebastián Nieto Parra	Centro de Desarrollo de la OCDE
Jessica Arias	Transiciones justas de POLEN
Mateo Vega	Transiciones justas de POLEN
Tomás González	Centro Regional de Estudios Energéticos (CREE)
Edgar Virguez	Universidad de Stanford
Giovanni Pabon	Transforma
Clemente Luis Del Valle Borraez	Universidad de los Andes
Anne Therese Andersen	Foro Económico Mundial
Jonathan Sánchez	WWF Colombia

Las opiniones expresadas en este informe corresponden exclusivamente a la Secretaría de la Agencia Internacional de Energía y no reflejan necesariamente las de los países miembros, financiadores o colaboradores. Ningún miembro de la AIE ni ningún patrocinador formula declaración o garantía alguna, expresa o implícita, respecto del contenido del informe, y no asume responsabilidad por el uso que se haga de él ni por la confianza que se deposite en el mismo.

Este documento y cualquier mapa incluido en él no prejuzgan el estatus ni la soberanía sobre ningún territorio, la delimitación de fronteras y límites internacionales, ni la denominación de áreas geográficas.

**Los comentarios y las preguntas son bienvenidos y deben dirigirse a:**

Laura Cozzi

Directorate of Sustainability, Technology and Outlooks

International Energy Agency

9, rue de la Fédération

75739 Paris Cedex 15

Francia

Correo electrónico: [weo@iea.org](mailto:weo@iea.org)



Agradecimientos .....	3
Resumen ejecutivo.....	9
Introducción.....	15
<b>1 Colombia hoy</b> .....	<b>17</b>
1.1 Resumen.....	18
1.2 Contexto económico y social.....	19
1.2.1 Estructura del PIB.....	20
1.2.2 Recursos .....	21
1.2.3 Entorno social.....	24
1.2.4 Inversión y mercado laboral.....	25
1.3 Tendencias energéticas y de emisiones .....	27
1.3.1 Demanda y oferta energética.....	27
1.3.2 Demanda energética .....	28
1.3.3 Sector eléctrico .....	30
1.3.4 Tendencias de emisiones en el sector energético.....	33
1.4 Panorama de la política energética y climática .....	35
1.4.1 Políticas de acceso universal.....	35
1.4.2 Políticas de suministro energético .....	36
1.4.3 Políticas del sector eléctrico.....	37
1.4.4 Políticas de electrificación.....	38
1.4.5 Políticas de eficiencia energética .....	40
<b>2 Un camino hacia emisiones netas cero para 2050</b> .....	<b>43</b>
2.1 Resumen.....	44
2.1.1 Diseño de escenarios .....	44
2.1.2 PIB, población y precio del CO <sub>2</sub> .....	46
2.2 Senda para el sector energético.....	47
2.2.1 Trayectoria de emisiones e hitos .....	47
2.2.2 Demanda total de energía.....	51
2.3 Sendas para sectores de consumo de energía final .....	53
2.3.1 Transporte.....	56
2.3.2 Industria .....	61
2.3.3 Edificaciones.....	67

2.4	Hoja de ruta para el sector eléctrico .....	72
2.4.1	Demanda eléctrica .....	72
2.4.2	Generación eléctrica .....	73
2.4.3	Capacidad instalada .....	75
2.4.4	Redes eléctricas.....	80
2.5	Producción de energía en la senda.....	82
2.5.1	Combustibles fósiles.....	82
2.5.2	Bioenergía .....	83
2.5.3	Hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno .....	85

### 3

## ***Una senda justa, segura y bien financiada*** **89**

3.1	Introducción .....	90
3.2	Transición justa .....	92
3.2.1	Acceso a soluciones de cocción limpia.....	92
3.2.2	Reducción de la contaminación atmosférica .....	95
3.2.3	Mantener las facturas de energía asequibles .....	97
3.2.4	Oportunidades para la industria y el empleo durante la transición....	100
3.3	Seguridad eléctrica y resiliencia climática .....	106
3.3.1	Resiliencia climática del sistema eléctrico .....	106
3.3.2	Seguridad eléctrica.....	110
3.4	Inversión y financiación.....	116
3.4.1	Las tendencias recientes de inversión confirman oportunidades para la transición energética.....	116
3.4.2	Necesidades de inversión para generación eléctrica, suministro de combustibles y usos finales.....	118
3.4.3	Movilizar la financiación para la transición energética .....	121

## **Anexos**

Anexo A. Tablas de datos .....	129
Anexo B. Definiciones .....	139
Anexo C. Referencias.....	163

### ***Colombia es uno de los casos de éxito en materia de crecimiento de la región***

Colombia es el tercer país más poblado de América Latina y el Caribe (ALC), con 53 millones de habitantes. Su economía ha mostrado un crecimiento constante desde 1971, incluso durante la "década perdida" de los años ochenta en la región, y con muy pocas excepciones en crisis globales. Desde 2015, el PIB ha crecido en promedio un 2,4% anual, superando la media regional del 1,2%. Este desempeño se ha acompañado de mejoras tangibles en los indicadores del nivel de vida: en 2024, más del 90% de la población accede a soluciones de cocción limpia y electricidad, y la tasa de pobreza cayó del 24% en 2000 a menos del 8%.

### ***Las exportaciones de combustibles fósiles han sido importantes para su crecimiento económico...***

En la economía colombiana, las exportaciones están impulsadas principalmente por recursos naturales y, en menor medida, por bienes de alto valor. Aunque los sectores de servicios y agricultura representan una alta proporción del PIB colombiano, los combustibles fósiles seguían representando el 10% del PIB y el 45% del total de las exportaciones en 2024, a pesar de las tendencias decrecientes en la producción. Colombia es el sexto mayor exportador mundial de carbón y el cuarto mayor exportador de petróleo en la región, lo que la expone a la volatilidad de los precios internacionales. Exportar materias primas e importar bienes de mayor valor, como productos refinados o automóviles, sitúa a Colombia como importador neto en términos monetarios.

### ***... y los combustibles fósiles lideran la matriz energética de Colombia***

En 2024, más del 75% de la demanda energética total de Colombia se cubrió con combustibles fósiles: el petróleo aportó más del 40%, seguido por gas natural y carbón. El petróleo es el principal combustible utilizado para satisfacer la demanda de transporte con un 90%, mientras que el carbón desempeña un papel central en la satisfacción de las necesidades de la industria, con un 40%. La electricidad representa el 18% del consumo final, con un 40% destinado a cubrir la demanda energética de las edificaciones. La energía hidroeléctrica ha generado alrededor de dos tercios de la electricidad del país en la última década, aunque su participación anual fluctúa hasta 10 puntos porcentuales debido a los ciclos de El Niño y La Niña, que afectan precipitaciones y temperatura, lo que repercute en los niveles de los embalses.

### ***Las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado; Colombia se ha comprometido a lograr emisiones netas cero***

El crecimiento económico y demográfico ha provocado que la demanda total de energía de Colombia casi se haya duplicado entre 2000 y 2024, y tres cuartas partes de este crecimiento se cubrieron con combustibles fósiles. Como resultado, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con la energía aumentaron más del 50% en ese periodo. En

2021, estas emisiones representaron alrededor del 30% del total nacional, mientras que el uso del suelo, cambio de uso y silvicultura aportaron cerca del 40%, y la agricultura un 20%.

La Estrategia a Largo Plazo de Colombia E2050, publicada en 2021, fija como meta alcanzar emisiones netas cero de GEI para 2050. Para lograrlo, Colombia busca reducir en un 90% sus emisiones energéticas respecto a 2015, y compensar el 10% restante mediante secuestro de CO<sub>2</sub> en el suelo.

### ***Una hoja de ruta hacia emisiones netas cero***

A solicitud del Gobierno de Colombia, la Agencia Internacional de Energía (AIE) elaboró este informe, *Una Hoja de Ruta del Sector Energético Hacia Cero Emisiones Netas en Colombia*. El trabajo se llevó a cabo en estrecha colaboración con la Unidad de Planeación Minero y Energética (UPME) y el Ministerio de Minas y Energía (MME). La contribución de la AIE complementa —y se ha beneficiado de— la modelación y el análisis de alta calidad que ya se están realizando en Colombia para identificar sendas hacia un objetivo de emisiones netas cero.

No existe un camino único hacia emisiones netas cero para Colombia. Este informe presenta una posible senda hacia emisiones netas cero, sin pretender ser la única. Nuestro análisis se centra en el Escenario de Compromisos Anunciados (Announced Pledges Scenario o APS) de la AIE, en el que Colombia alcanza su compromiso de emisiones netas cero para 2050 junto con todos los demás países que cumplen sus objetivos anunciados de emisiones netas cero a largo plazo.

### ***Colombia puede aprovechar una base sólida de recursos energéticos limpios***

El consumo final per cápita de Colombia es estructuralmente bajo —una cuarta parte del promedio de la OECD— debido a: una alta proporción de vehículos de dos o tres ruedas frente a automóviles más intensivos en combustible para sus ciudades congestionadas; industrias poco intensivas en energía que representan una alta proporción de la demanda industrial; y un clima que reduce la necesidad de calefacción residencial. Colombia cuenta con abundantes recursos poco explotados para generar energía limpia. El potencial permanece en el sector hidroeléctrico bien desarrollado del país, facilitado por el paisaje ondulado que proporciona emplazamientos para represas cercanas a los centros poblacionales. Los recursos solares y eólicos de Colombia también son sólidos: el factor de capacidad de la energía solar fotovoltaica promedia alrededor del 17%, con mayor potencial en el centro y en el norte, mientras que los factores de capacidad eólica pueden superar el 45% en La Guajira, niveles por encima de los promedios globales.

### ***Un camino con dos pasos importantes: descarbonizar el sector eléctrico y ampliar la electrificación para 2035...***

Para 2035, esta senda revierte la tendencia de aumento de emisiones de Colombia mediante el despliegue de tecnologías de energía limpia, lo que permite una disminución de la

demanda de combustibles fósiles. Esto supone una reducción del 30% de las emisiones en 2035 en el APS en comparación con los niveles actuales. El sector eléctrico aporta la mitad de esta caída, ya que la energía solar fotovoltaica y, en parte, la eólica se consolidan, reduciendo la intensidad de emisiones del sector en más de un 85%, hasta menos de 35 gramos de CO<sub>2</sub> por kilovatio-hora. La electrificación de los usos finales —por ejemplo, las ventas de vehículos eléctricos (VE) alcanzan el 80% del mercado en 2035 en el APS— desplaza a los combustibles fósiles, compensando los aumentos de emisiones derivados del crecimiento económico. Además, las políticas sólidas y la disminución de la producción de combustibles fósiles provocan una reducción de las emisiones de metano relacionadas con la energía de alrededor del 75% hasta 2035.

### *... Luego acelerar la tecnología limpia en los usos finales después de 2035*

Después de 2035, el despliegue de tecnología limpia en los sectores de uso final —que ya había comenzado a tomar impulso— se acelera aún más, convirtiéndose en el principal motor de la disminución de emisiones. Sólo el sector del transporte representa la mitad de la disminución de emisiones entre 2035 y 2050, a medida que las ventas continuas de vehículos eléctricos se integran en un parque cada vez más electrificado. Alrededor del 40% de las reducciones de emisiones provienen de los sectores de industria y edificaciones, a medida que la electrificación y las mejoras en eficiencia se consolidan. La bioenergía, el hidrógeno y la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) contribuyen a estas reducciones de emisiones y desempeñan un papel crucial en el transporte de larga distancia y en las industrias intensivas en energía. En el sector eléctrico, la expansión de la energía solar fotovoltaica y eólica continúa, complementada por un aumento del 50% en la capacidad de fuentes despachables de bajas emisiones entre 2035 y 2050, para garantizar que la demanda eléctrica en rápido aumento pueda ser cubierta mediante renovables en sustitución de combustibles fósiles, con la eliminación progresiva del carbón para 2040.

### *La electrificación de la creciente flota de vehículos descarboniza el sector del transporte*

El sector del transporte representa actualmente casi el 40% del consumo final total y las emisiones de Colombia, principalmente en forma de productos refinados de petróleo importados. Aunque los vehículos de dos y tres ruedas representan el 70% de los vehículos, los automóviles y camionetas representan casi la mitad de la demanda de transporte, y el crecimiento económico más que duplica la propiedad de automóviles para 2050 en el APS. El despliegue de los VE es crucial para detener el aumento de emisiones: la proporción de vehículos eléctricos en las ventas de automóviles sube bruscamente de un tercio en 2030 a prácticamente todos los automóviles en 2040, permeando cada vez más la flota de automóviles, de modo que para 2050 más del 80% de los automóviles en circulación son vehículos eléctricos. Los autobuses eléctricos siguen el mismo camino, basándose en los 1 500 ya desplegados en Bogotá y apoyando la descarbonización del transporte público en ciudades con geografías difíciles para la infraestructura del metro. A pesar del terreno montañoso de Colombia y de los desafíos para cumplir con los requisitos de carga de larga

distancia, el 70% de todos los camiones pesados de carga serán eléctricos para 2050, con biocombustibles e hidrógeno cubriendo esa brecha.

### ***La electrificación se vuelve cada vez más competitiva en la industria ligera***

El sector industrial colombiano está preparado para un crecimiento sustancial, en especial las industrias no intensivas en energía, casi duplicando su producción para 2050. En el APS, la electricidad se convierte en la principal fuente de energía de la industria para 2050, seguida de la bioenergía. La electrificación está impulsada por industrias no intensivas en energía, como la industria alimentaria, que representa una cuarta parte de la demanda energética industrial actual de Colombia. A medida que aumentan los precios del carbono, las bombas de calor y las calderas eléctricas se vuelven cada vez más competitivas para procesos de baja temperatura. Al desplazar al carbón, la proporción de electricidad en la energía para el procesamiento de alimentos aumenta de alrededor del 15% en 2024 al 45% en 2050. Las industrias intensivas en energía experimentan una electrificación más lenta, pero los avances en tecnologías de hidrógeno, bioenergía y CCUS ofrecen un potencial a largo plazo para reducir las emisiones.

### ***Las ganancias en eficiencia equilibran los aumentos en la demanda energética derivados del uso de aire acondicionado***

El aumento de los ingresos, la ampliación de las superficies y el acceso a equipos domésticos impulsan la demanda energética en las edificaciones. La proporción de electricidad en la matriz de combustibles del sector se duplica hasta el 80% para 2050, apoyada por la electrificación generalizada de la cocina y la rápida adopción de la demanda de refrigeración, ya que se proyecta que la tasa de propiedad de aires acondicionados se cuadruplicará para mediados de siglo. Las ganancias en eficiencia —especialmente a través de normas mínimas ambiciosas de eficiencia energética para aire acondicionado y electrodomésticos— juegan un papel importante en frenar el crecimiento de la demanda, evitando 215 PJ para 2050, la mitad de la demanda actual de las edificaciones.

### ***Las energías renovables variables y despachables sustentan la transición del sector eléctrico***

La energía solar fotovoltaica emerge como la principal fuente de generación eléctrica, con una capacidad superior a 65 GW para 2050, similar a la capacidad actual de Brasil. Ayuda a satisfacer la demanda eléctrica que, incluyendo la producción de hidrógeno, casi se cuadruplica hasta 300 TWh en 2050 en el APS. Aunque la capacidad eólica crece hasta 25 GW para 2050, la capacidad despachable de bajas emisiones proveniente de hidroeléctrica, nuclear, bioenergía y geotermia se duplica hasta 30 GW, reforzando la confiabilidad del sistema. La flexibilidad de la red se ve reforzada adicionalmente por una rápida ampliación del almacenamiento en baterías, que alcanza 48 GW en 2050. Parte de la generación de gas natural y petróleo permanece para uso de respaldo y acceso a electricidad en zonas remotas. La red eléctrica, que abarca más de 750 000 km en 2024, casi se duplica para satisfacer la

creciente demanda e integrar las renovables variables, lo que prevé que la inversión anual en la red aumente hasta los 4 200 millones de dólares americanos para 2050.

### ***Los combustibles alternativos completan el balance***

Aprovechando el potencial del sector agrícola colombiano y otros residuos, la proporción de la bioenergía en la demanda total de energía aumenta del 10% en 2024 al 25% en 2050. La producción nacional de biocombustibles líquidos pasa de fuentes convencionales a fuentes emergentes como desechos y residuos; la bioenergía sólida aumenta en industrias intensivas en energía y en el sector eléctrico; y la bioenergía gaseosa aporta una mayor proporción de la generación eléctrica. Mientras tanto, la producción de hidrógeno de bajas emisiones se dispara a través de proyectos de electrólisis de agua, alcanzando alrededor de 1,2 millones de toneladas para 2050 en el APS, mientras Colombia capitaliza su fuerte potencial de renovables y sus costos de producción competitivos. El crecimiento inicial del hidrógeno de bajas emisiones está impulsado por las exportaciones, pero la demanda interna, en especial del transporte y la industria, crece de forma constante.

### ***Una transición justa será necesaria para gestionar los cambios en el empleo entre sectores***

Las transiciones energéticas justas son centrales en el marco de política pública de Colombia. En el APS, el país acelera su progreso en el aumento del acceso a la electricidad y a las soluciones de cocción limpia: 4,2 millones de personas tendrán acceso a soluciones de cocción limpia para 2030 para así alcanzar el acceso universal. El cambio hacia tecnologías de bajas emisiones crea nuevas oportunidades de empleo, estimadas en 85 000 empleos adicionales para 2035. Sin embargo, la disminución del empleo en el sector de combustibles fósiles significa que el empleo total en el sector energético se mantendrá estable hasta 2035 en el APS, con alrededor de 300 000 empleos. Los desafíos laborales de transición probablemente serán más agudos en departamentos productores de combustibles fósiles como La Guajira, Casar (carbón) o Meta (petróleo). Son posibles algunas sinergias: alrededor de un tercio de los proyectos actuales de bajas emisiones se encuentran a menos de 50 kilómetros de las minas de carbón. El apoyo estratégico a las industrias vinculadas a la transición energética podría incluso aumentar el número total de empleos en el sector energético, acompañado de la capacitación de los trabajadores para ayudarles a cambiar de empleo hacia tecnologías de bajas emisiones.

### ***La seguridad y la resiliencia energética se ponen a prueba por las amenazas naturales***

La seguridad eléctrica de Colombia está influida por su variabilidad climática. Tiene estaciones alternadas lluviosas y secas, con eventos de El Niño y La Niña que amplifican las variaciones en los patrones de precipitación y temperatura. Con la generación hidroeléctrica liderando actualmente y una senda hacia emisiones netas cero cada vez más dependiente de energías renovables variables, los patrones meteorológicos y el cambio climático enfatizan

la necesidad de planificar un sistema energético resiliente. La producción hidroeléctrica podría disminuir hasta un 25% para 2100 en escenarios de alto calentamiento. Fuentes complementarias de bajas emisiones despachables como la bioenergía, la geotermia y la energía nuclear ayudarán a aliviar la presión, pero a medida que la energía renovable se expanda y el uso de combustibles fósiles disminuya, una mejor gestión de la red y un aumento de la flexibilidad del sistema serán fundamentales. Además, las sequías y los incendios forestales —ambos agravados por El Niño— son consideraciones adicionales para la ubicación y gestión de la red eléctrica; más de la mitad de las redes actuales de Colombia se encuentran en zonas propensas a incendios. Aunque la infraestructura necesaria para la electrificación de los usos finales introduce nuevos desafíos de seguridad, también mejora la seguridad energética al reducir la dependencia, en especial de los productos petrolíferos refinados.

### ***Es esencial superar las barreras de inversión para una transición exitosa***

Se espera que la inversión en energías limpias supere por primera vez la inversión en combustibles fósiles en 2025 y alcance casi el 85% de la inversión energética anual total para 2035 en el APS. La transición del sector eléctrico representa la mitad de la inversión en energía limpia, principalmente para construir infraestructura de red, energía solar fotovoltaica, generación eólica y almacenamiento en baterías; el resto se destina a usos finales como vehículos eléctricos y modernización de edificaciones. La financiación pública internacional es crucial para movilizar la inversión privada en la transición, en especial dados los menores ingresos procedentes de los combustibles fósiles. La Plataforma País de Colombia es una iniciativa clave para movilizar recursos que apoyen esta transición, aunque los altos costos de financiación y el acceso a deuda a largo plazo siguen siendo desafíos clave.

### ***La economía energética de Colombia girará hacia una senda de emisiones netas cero***

En una senda de emisiones netas cero, la economía del sector energético colombiano se orientará hacia tecnologías de energía limpia, lo que presenta oportunidades de crecimiento. A medida que la producción de sus yacimientos petrolíferos y gasíferos maduros disminuye, y sin una inversión significativa en nuevos desarrollos, el tamaño de su mercado de combustibles fósiles está destinado a disminuir, tanto si se sigue una senda de emisiones netas cero como si no. Sin embargo, la descarbonización del sistema energético colombiano desplaza el foco hacia otros sectores de mercado: se proyecta que el tamaño del mercado de energía limpia se multiplique por cinco para 2050 en el APS, trayendo consigo un nuevo conjunto de oportunidades de empleo y fuentes de ingresos. Con planificación estratégica y apoyo a industrias específicas, el tamaño del mercado de energía limpia de Colombia podría superar al del APS, potencialmente en un tercio en 2050. Aprovechar estas oportunidades dependerá de una acción coordinada y una sólida inversión para apoyar el cambio de los combustibles fósiles.

El informe *Una Hoja de Ruta del Sector Energético Hacia Cero Emisiones Netas en Colombia (An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia)* tiene como objetivo ofrecer a los actores colombianos e internacionales una visión clara de cómo el país puede alcanzar emisiones netas cero, cuál puede ser el papel del sector energético, y qué acciones e inversiones se requieren para lograrlo. El informe describe una senda posible —aunque no la única— para que Colombia alcance emisiones netas cero en 2050.

Mediante análisis de escenarios, este informe ilustra una trayectoria basada en: una comprensión detallada de las circunstancias nacionales y regionales de Colombia; el análisis más reciente de los mercados mundiales de combustibles y tecnologías; el reconocimiento de las prioridades estratégicas del país; y una evaluación rigurosa de los principales factores que determinan la demanda de servicios energéticos.

**El Capítulo 1** ofrece una panorámica del sistema energético actual de Colombia, incluyendo las principales tendencias de oferta y demanda, la matriz energética y el entorno de políticas que orienta el desarrollo del sector.

**El Capítulo 2** presenta un análisis detallado, sector por sector, de la vía hacia emisiones netas cero, comenzando con una evaluación de la demanda total de energía primaria y abarcando los sectores de uso final —transporte, industria y edificaciones—, así como el sector eléctrico y el papel de combustibles como el petróleo, el gas, el carbón y la bioenergía.

**El Capítulo 3** explora las implicaciones más amplias de esta vía hacia emisiones netas cero, centrándose en la transición energética justa, la seguridad del suministro eléctrico, la resiliencia climática y las necesidades de inversión y financiación.



## Colombia hoy

Estado actual

## RESUMEN

- Colombia es el tercer país más grande de América Latina y el Caribe en población, con 53 millones de habitantes. El PIB per cápita de Colombia fue de alrededor de 21.500 USD (PPA) en 2024, ligeramente por encima del promedio regional, pero menos de la mitad del promedio de la OECD. La tasa de pobreza del país —es decir, la proporción de personas que viven con menos de 3 USD al día— se sitúa por debajo del 8%, tras haber descendido desde el 24% en 2000, mientras que la tasa de acceso a la electricidad aumentó del 87% al 93% en el mismo periodo.
- La población de Colombia se encuentra principalmente en la región andina central y en las zonas costeras, con una tasa de urbanización del 83%. Los recursos energéticos están ampliamente distribuidos. Los recursos de combustibles fósiles —petróleo y gas— se ubican en la escasamente poblada mitad oriental y a lo largo de la más poblada costa Caribe; las cuencas ricas en carbón se encuentran en el noreste. Los recursos hidroeléctricos se sitúan en la zona central, cerca de los centros de población. Las regiones con gran potencial para las energías renovables, especialmente eólica y solar, incluyen zonas remotas como La Guajira, en el norte, mientras que la geología del país ofrece potencial para la energía geotérmica. Colombia es el décimo mayor productor de carbón del mundo, con reservas que podrían abastecer al país durante más de 50 años. El país también cuenta con reservas de petróleo y gas natural; es exportador neto de petróleo, aunque en 2024 se convirtió en importador neto de gas debido al descenso de la producción nacional y al crecimiento de la demanda energética. Los combustibles fósiles son una parte importante de la economía, ya que representan el 45% de sus exportaciones.
- La demanda total de energía en Colombia casi se duplicó entre 2000 y 2024, hasta alcanzar 2.027 PJ. La proporción procedente de combustibles fósiles se mantuvo relativamente estable durante este periodo, en torno al 76%. La bioenergía moderna ha desempeñado un papel cada vez mayor en esta matriz, más que triplicándose desde el cambio de milenio. El país tiene un fuerte potencial en energía solar y eólica, pero en 2024 estas fuentes representaron menos del 1% del suministro energético.
- La energía hidroeléctrica es una piedra angular de la generación eléctrica en Colombia, ya que ha representado alrededor de dos tercios de la matriz en la última década. Su cuota está en declive porque las oportunidades de expansión son limitadas. También está sujeta a variabilidad interanual, impulsada en parte por los ciclos de El Niño y La Niña, que afectan a las precipitaciones y a la temperatura. Para satisfacer la creciente demanda energética, ha aumentado la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles: desde el año 2000, la generación con gas natural se ha más que duplicado, mientras la generación con carbón es más de cinco veces superior.

- El sector energético total de Colombia, que comprende tanto el suministro como el uso final de la energía, representó alrededor del 30% de las emisiones totales de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>-eq) en 2021. En comparación, el uso del suelo, el cambio de uso del suelo y la agricultura aportan alrededor del 60% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>-eq. Colombia ha fijado el objetivo de alcanzar emisiones netas cero de gases de efecto invernadero (GEI) al 2050 mediante la reducción de sus emisiones de GEI relacionadas con la energía en un 90% respecto de 2015.

## 1.1 Resumen

Colombia es un país mediano situado en el noroeste de Sudamérica. Cuenta con 3.200 km de costa, lo que da acceso tanto al mar Caribe como al océano Pacífico. Es el quinto país más grande de América Latina y el Caribe por superficie, y tiene la tercera población más numerosa, con 53 millones de habitantes, tras haber crecido en promedio un 1,4% anual en la última década, una tasa de crecimiento más de un 50% superior a la del resto de la región. La población del país aumentó en algo más de medio millón solo en 2024. También es más joven que en muchas economías avanzadas, con una edad promedio de 32,7 años. Sin embargo, la disminución de las tasas de natalidad y el aumento de la esperanza de vida están envejeciendo lentamente a la población colombiana. La población del país también está, además, muy urbanizada —el 83% vive en ciudades— y se concentra principalmente en la región andina central, donde se encuentra Bogotá, la capital nacional, y en las regiones costeras.

La economía moderna de Colombia incluye actividades en combustibles fósiles, metales, agricultura y servicios. El crecimiento económico fue sólido a lo largo del siglo XX, y desde el cambio de milenio, tanto la inflación como el desempleo han sido relativamente estables, sin contar los impactos de la pandemia del COVID-19. Durante 2025 se espera que el PIB de Colombia aumente un 2,4%, ligeramente por encima del 2,0 previsto para América Latina y el Caribe en su conjunto.

La tasa de acceso a soluciones de cocción limpia ha mejorado del 78% en 2000 al 92% en 2024, muy por encima del promedio mundial del 76%, mientras que la tasa de acceso a la electricidad aumentó del 87% al 93% en el mismo periodo, también por encima del promedio mundial del 91%. Los combustibles fósiles representan más del 76% de la demanda energética de Colombia —por encima de países cercanos como Brasil y Chile, que se sitúan por debajo del 65%— y el 45% de sus exportaciones se concentran en petróleo y carbón, lo que refleja la amplia dependencia del país de fuentes de energía convencionales. Esta dependencia genera tanto riesgos para la estabilidad fiscal como oportunidades para diversificar mediante el desarrollo de energías renovables.

**Tabla 1.1 ▶ Indicadores clave en Colombia, 2000-2024**

	2000	2010	2024	2000-2024	
				Cambio	CAAGR
Población (millones)	39,1	44,1	52,8	35%	1,4%
PIB (mil millones de USD PPA [2024])	491	727	1 133	131%	4,1%
PIB per cápita (mil USD PPA [2024])	13	17	21	71%	2,6%
Urbanización (%)	73,9%	77,9%	82,7%	9 pp	0,5%
Tasa de pobreza (%)	23,9%	13,1%	7,7%	-16 pp	N.A.
Desigualdad (Gini)	58,4	54,6	54,8	-6%	N.A.
Brecha global de género	-	0,7	0,7	-	N.A.
Tasa de acceso a la electricidad (%)	87%	95%	93%	6 pp	N.A.
Tasa de acceso a soluciones de cocción (%)	78%	85%	92%	14 pp	N.A.
Suministro total de energía (PJ)	1 105	1 341	2 027	83%	2,9%
Suministro total de energía per cápita (GJ)	28	30	38	36%	1,5%
Cuota de los combustibles fósiles en el suministro total de energía (%)	76,5%	75,9%	75,9%	0 pp	0,0%
Cuota de renovables en la generación eléctrica (%)	75.5%	70.7%	63.8%	-11 pp	-0.8%
CO <sub>2</sub> del sector energético (Mt CO <sub>2</sub> )	62.7	66.4	105.7	69%	2.5%
Intensidad energética (MJ por USD PPA)	2.3	1.8	1.8	-20%	-1.1%
Intensidad energética excl. TUOB (MJ por USD PPA)	2.1	1.7	1.7	-17%	-0.9%
Intensidad de carbono de TES (t CO <sub>2</sub> /MJ)	56.7	49.5	52.2	-8%	-0.4%

Notas: CAAGR = tasa media de crecimiento anual compuesta; GJ = gigajulio; MJ = megajulio; Mt = millones de toneladas; N.A. = no aplicable; PJ = petajulio; pp = puntos porcentuales; PPA = paridad de poder adquisitivo; t = tonelada; TES = suministro total de energía; TUOB = uso tradicional de biomasa. La tasa de pobreza es la proporción de la población total que vive con menos de 3 USD al día (PPA 2021). La brecha global de género oscila entre 0 y 1, donde 1 refleja equidad total y 0 refleja inequidad total.

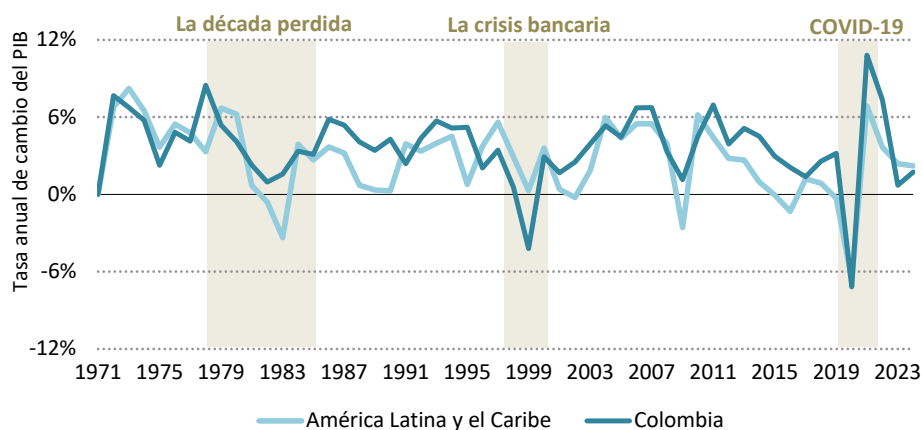
Fuentes: Las tasas de pobreza y de acceso a la electricidad para 2024 se basan en datos de 2023.

## 1.2 Contexto económico y social

La economía colombiana mostró una notable resiliencia durante la "década perdida" de América Latina y el Caribe en los años ochenta. Mientras el crecimiento regional se estancó, Colombia mantuvo un crecimiento promedio del PIB de 3,3%, menos que el 5,6% de los años setenta, pero aún cerca del doble del promedio regional, lo que convierte al país en uno de los de mejor desempeño de América Latina y el Caribe.

En 1999, Colombia entró en su primera recesión desde la Gran Depresión, con un PIB que se contrajo un 4,2% en un solo año y un desempleo que alcanzó alrededor del 20%. La crisis fue provocada por la reducción de las entradas de capital, agravada por las altas tasas de interés, que generaron endeudamiento de los hogares, las empresas y el gobierno en ese momento. La economía se recuperó rápidamente tras las reformas estructurales, registrando un crecimiento promedio anual del PIB del 3,8% anual entre 2000 y 2019.

**Figura 1.1** ▶ Tasa anual de cambio del PIB en Colombia, 1971-2024



IEA. CC BY 4.0.

**El PIB de Colombia ha crecido un promedio anual del 3,6% desde el año 2000**

Fuente: análisis de la Agencia Internacional de Energía (AIE) basado en el FMI (2025a).

En 2020, la pandemia del COVID-19 provocó una caída del PIB de Colombia del 7,2%. La economía se recuperó con rapidez: en 2021, la producción creció un 10,8%, superando los niveles previos a la pandemia. Posteriormente, el crecimiento se moderó, con un aumento del PIB del 1,7% en 2024 (0,7% *per cápita*).

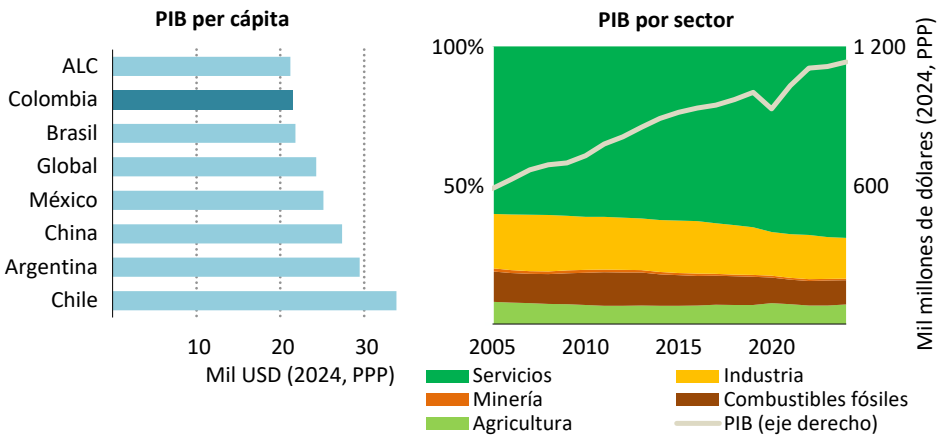
### 1.2.1 Estructura del PIB

El PIB per cápita de Colombia se situó en torno a 21.500 USD (2024, PPA) en 2024, ligeramente por encima del promedio de América Latina y el Caribe, pero aún por debajo del promedio mundial y por debajo de la mitad referente de la OECD. La economía es predominantemente de servicios, que representan casi el 70% del PIB y aumentan su importancia con el tiempo. La contribución de la industria ha ido disminuyendo gradualmente, pasando de alrededor del 20% en 2005 a aproximadamente el 15% en 2024.

La extracción de combustibles fósiles —petróleo, gas y carbón— representa consistentemente cerca del 10% del PIB, lo que subraya la dependencia de la economía de los recursos naturales. La agricultura, la silvicultura y la pesca representaron aproximadamente el 9,3 % del PIB en 2024 y continúan desempeñando un papel significativo; su participación en la economía es casi un 50% mayor que en países cercanos como Perú (Banco Mundial, 2025b).

Las exportaciones de Colombia representan el 16% del PIB nacional, lo que subraya el papel significativo del comercio exterior en la economía del país. A pesar de su ubicación estratégica y múltiples acuerdos comerciales, la diversificación de las exportaciones sigue siendo limitada, con las materias primas liderando las ventas externas.

**Figura 1.2 ▶ PIB per cápita en 2024 y desglose del PIB por sector en Colombia, 2005-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*Con un fuerte crecimiento económico, el PIB per cápita de Colombia es superior al promedio latinoamericano, pero sigue por debajo del promedio mundial, con los servicios asumiendo una proporción creciente del PIB*

Nota: ALC = América Latina y el Caribe.  
Fuente: análisis de la AIE basado en (IMF, 2025b).

En 2024, las exportaciones totales alcanzaron los 49.500 millones de USD y los combustibles fósiles representaron el 45% de las exportaciones, lo que deja al país vulnerable a las fluctuaciones globales de los precios de las materias primas. El petróleo siguió siendo la principal exportación, seguido del carbón y el café. Las importaciones alcanzaron los 64.100 millones de USD, con casi la mitad procedentes de Estados Unidos y China, encabezadas por equipos de transporte y maquinaria, lo que resultó en un déficit comercial global para Colombia (DANE, 2024).

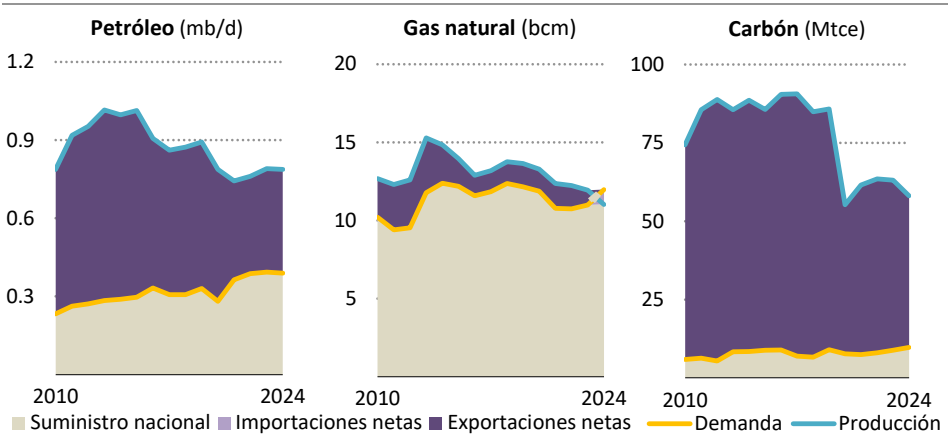
**1.2.2 Recursos**

*Combustibles fósiles*

Los combustibles fósiles han liderado durante mucho tiempo las exportaciones de Colombia, representando alrededor del 57% en 2010. Para 2024, su cuota había disminuido hasta alrededor del 45%, con el petróleo representando por sí sólo el 30%. Colombia fue el cuarto mayor productor de crudo de América Latina y el Caribe en 2024, solo detrás de Brasil, Venezuela y Argentina (IEA, 2025). La producción de crudo promedió casi 780 mil barriles al día, de los cuales menos de la mitad se utilizó en el ámbito nacional, aunque la producción ha tendido generalmente a la baja desde su pico en 2013. En 2024, Colombia contaba con alrededor de 2 000 millones de barriles de reservas de petróleo, y el crudo sigue siendo la

materia prima energética más negociada del país, representando casi el 30% de los ingresos totales por exportación. En 2024, los principales destinos de exportación de crudo de Colombia fueron Estados Unidos, India, China y España, con Panamá sirviendo principalmente como centro de tránsito para envíos a la cuenca del Pacífico. En la primera mitad de 2025, las exportaciones de crudo ascendieron a 78 millones de barriles, alrededor de un 5% menos que en la primera mitad de 2024 (Kpler, 2025).

**Figura 1.3** ▶ **Importaciones y exportaciones de combustibles fósiles en Colombia, 2010 y 2024**



IEA. CC BY 4.0.

**Colombia es exportadora neta de petróleo y carbón; se convirtió en importadora neta de gas natural en 2024**

Nota: bcm = mil millones de metros cúbicos; mb/d = millones de barriles por día; Mtce = millones de toneladas equivalentes de carbón.

Históricamente, Colombia ha sido un destacado productor y exportador de gas natural, con reservas restantes de unos 80 mil millones de metros cúbicos (bcm). Sin embargo, con la disminución de la producción y la creciente demanda, en 2024 el país se convirtió en importador neto, trayendo alrededor de 2,5 bcm de gas natural licuado (GNL), principalmente de Estados Unidos y Trinidad y Tobago.

Colombia se destaca como el principal productor de carbón de América Latina y el Caribe, lo que la posiciona como el décimo mayor productor y sexto exportador mundial en 2023. Más del 90% de toda la producción se exporta, principalmente a Europa y la región mediterránea. A pesar de las vastas reservas de más de 4.500 Mt —suficientes para abastecer al país durante más de 50 años—, las exportaciones de carbón han ido disminuyendo gradualmente con el tiempo (MME, 2021).

## Recursos renovables

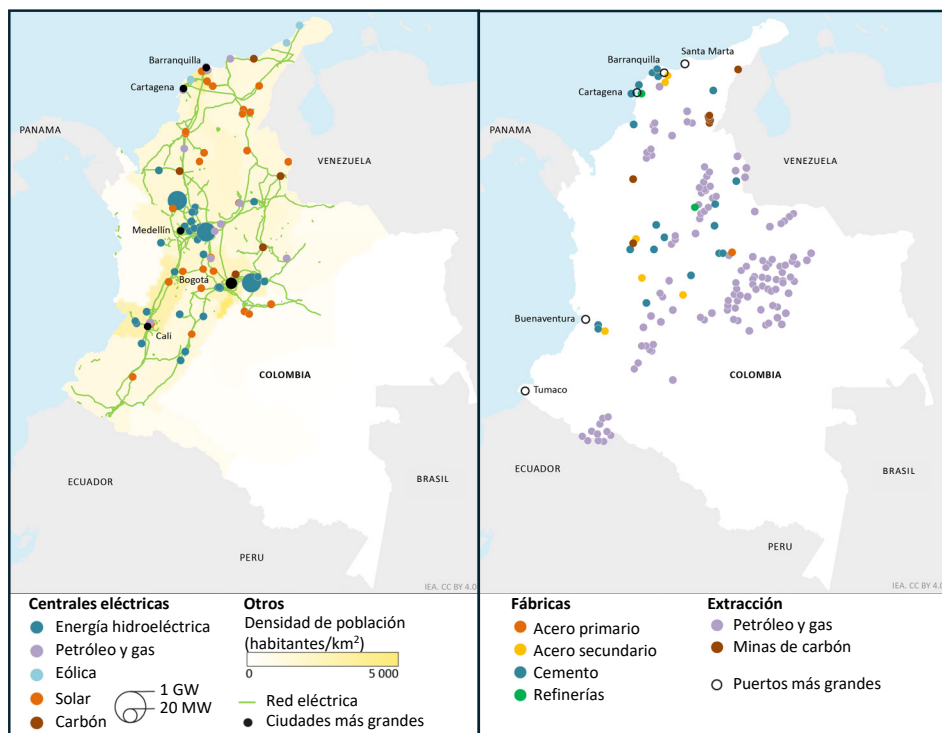
Colombia cuenta con importantes recursos hidroeléctricos, con margen para expandirse aún más. Sin embargo, las oportunidades para una expansión a gran escala pueden verse afectadas por desafíos, ya que el posible desarrollo de nuevas presas enfrenta oposición social y la capacidad adicional de los embalses está limitada por la geografía. En la actualidad, solo el 6% de la capacidad hidroeléctrica instalada total dispone de embalses que pueden servir como almacenamiento estacional (IEA, 2023).

La energía solar fotovoltaica (PV) y la eólica terrestre han surgido como áreas de crecimiento en los últimos años debido a la amplia disponibilidad de recursos: su capacidad instalada combinada en 2024 fue de poco más de 2 gigavatios (GW). Además, Colombia cuenta con algunas de las mejores condiciones naturales del mundo para la energía eólica marina, lo que atrae el interés del sector privado en desarrollar proyectos. Se estima que la costa Caribe del país tiene un potencial técnico total de recursos de 109 GW (MME, 2022). Sin embargo, la zona incluye numerosas áreas protegidas y hábitats críticos. Teniendo en cuenta las limitaciones ambientales, sociales y técnicas, su potencial desarrollable sigue estimado en unos 50 GW, lo que equivale a casi 2,1 veces la capacidad total de generación existente del país. Persisten barreras regulatorias y de inversión, como procedimientos complejos de concesión de licencias, infraestructura de transmisión limitada y la estructura de los acuerdos contractuales. Otras energías renovables, como la geotermia y la bioenergía, también están presentes en Colombia, aunque en menor medida. El potencial geotérmico de Colombia se estima en alrededor de 1.170 megavatios (MW), concentrado principalmente en las regiones volcánicas de Caldas, Risaralda y Tolima, y se ha iniciado un proyecto piloto de exploración en la región volcánica de Nariño.

## Infraestructura relacionada con la energía

La mayor parte de la infraestructura relacionada con la energía de Colombia se encuentra en el noroeste, la parte más densamente poblada del país. La mayor parte de su capacidad hidroeléctrica —la columna vertebral bien consolidada del sector eléctrico colombiano— se encuentra cerca de las principales ciudades de Bogotá y Medellín. La capacidad solar fotovoltaica y eólica está creciendo a lo largo de la costa norte. Los principales puertos de Colombia se encuentran tanto en las costas del Caribe como del Pacífico, desde donde se exporta su producción de crudo.

**Figura 1.4** ▶ Vista general de la infraestructura energética existente en Colombia



IEA. CC BY 4.0.

*Los recursos hidroeléctricos de Colombia suelen estar situados cerca de sus principales núcleos de población. Los puertos en ambas costas, tanto en el Pacífico como en el Caribe, facilitan el acceso al mercado para las exportaciones de petróleo*

Nota: km<sup>2</sup> = kilómetro cuadrado.

Fuentes: análisis de la AIE basado en centrales eléctricas de Global Energy Monitor (2025a); red eléctrica de Open Street Map (2025); densidad de población de Global Human Settlement (2023); principales puertos de Marine Insight (2022); minas de carbón de Global Energy Monitor (2025b); plantas de producción de cemento y acero de Spatial Finance Initiative (2021); sitios de extracción de petróleo y gas de Global Energy Monitor (2025c).

### 1.2.3 Entorno social

En las últimas décadas, Colombia ha experimentado una rápida urbanización. La proporción de la población que vive en zonas urbanas casi se duplicó entre 1950 y 2018, según el último censo nacional (OCDE, 2022a). Para 2024, más del 80% de la población vivía en ciudades, y sólo Bogotá concentraba unos 8 millones de habitantes. Bogotá y algunas otras ciudades importantes, incluidas Medellín, Cali, Barranquilla y Cartagena, representan gran parte de la población y la actividad económica. La población colombiana es relativamente joven en

comparación con el promedio de la OECD, aunque empiezan a surgir presiones de envejecimiento impulsadas por la disminución de las tasas de fecundidad.

A pesar de los avances en la reducción de la pobreza y la expansión de la clase media, la desigualdad y la inseguridad siguen siendo altas. El índice Gini se situó en 55,3 en 2024, muy por encima del promedio de la OECD. Las tasas de pobreza han disminuido, pero la pobreza relativa varía mucho entre departamentos, oscilando entre el 14% y el 66%. Esta brecha de 52 puntos porcentuales es más de tres veces mayor que la diferencia promedio de la OECD, que ronda los 16 puntos, lo que pone de manifiesto las marcadas disparidades regionales de Colombia (OCDE, 2024). Entre 2005 y 2016, los precios de la vivienda en Colombia aumentaron significativamente, superando con creces el crecimiento de los ingresos familiares y haciendo que la vivienda fuera cada vez más inaccesible para muchas familias.

En 2024, aproximadamente el 8% de la población seguía dependiendo de la leña para cocinar y calentar (UNDESA, 2025). Estos hogares se concentran principalmente en zonas remotas donde la gente se ve afectada de forma desproporcionada por la falta de acceso a soluciones de cocción limpia, a menudo debido a desafíos socioeconómicos y aislamiento geográfico. La adopción del gas licuado de petróleo (GLP) y el gas natural para cocinar ha contribuido a mejoras, especialmente el GLP, cuyo uso, tanto en zonas urbanas como rurales, ha sido promovido con éxito por el gobierno colombiano mediante programas de financiación pública dedicados conocidos como FONENERGIA (Ley 2099 de 2021). Para 2030, el gobierno pretende reducir a la mitad la población restante sin acceso a electricidad y soluciones de cocción limpia, conectando a 100 000 familias con el suministro eléctrico y proporcionando soluciones de cocción limpia a 200 000 familias cada año.

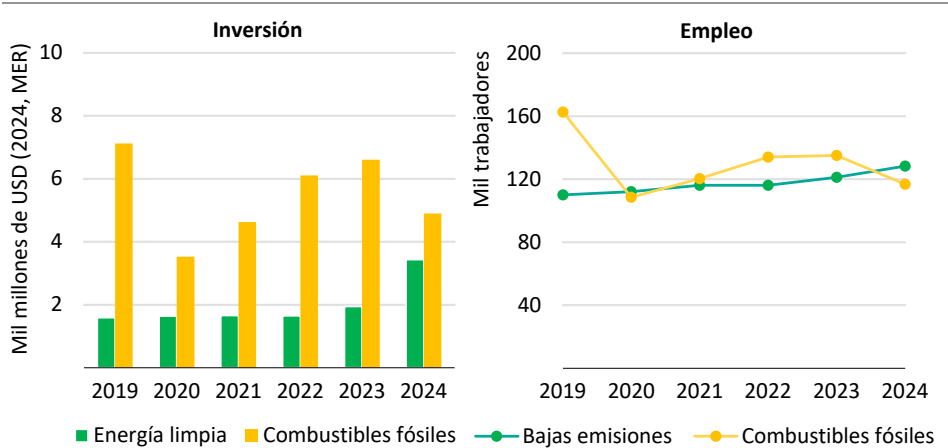
#### 1.2.4 *Inversión y mercado laboral*

La inversión en energías limpias se aceleró bruscamente en 2024, superando los 3 000 millones de USD. Mientras que en años anteriores dicha inversión se mantenía por debajo de un tercio de los niveles de combustibles fósiles, en 2024 subió hasta aproximadamente el 70%. En general, la inversión en energías limpias aumentó más de un 75% interanual, en contraste con una caída del 25% en la inversión en combustibles fósiles. Este cambio ha sido impulsado principalmente por energías renovables, infraestructuras de red y almacenamiento, medidas de eficiencia energética y electrificación por usos finales. La inversión extranjera directa también ha respaldado este impulso, duplicándose entre 2010 y 2019, con las entradas destinadas a energías renovables que crecieron casi ocho veces entre 2018 y 2021 (OCDE, 2022b).

El mercado laboral en general se caracteriza por altos niveles de informalidad, lo que limita la inclusividad del crecimiento económico. Alrededor del 60% de la fuerza laboral colombiana se consideraba informal en 2014 según su nivel de aportes a los sistemas de salud y pensiones. Aunque esta cuota descendió hasta alrededor del 48% en 2024, sigue siendo elevada a pesar de periodos de fuerte crecimiento económico (OIT, 2024).

El auge de la inversión está transformando los patrones de empleo en Colombia, con un potencial considerable para la creación de empleo en energías de bajas emisiones, especialmente en redes eléctricas, generación eléctrica, eficiencia y actividades de bioenergía. Los puestos relacionados con la red representaron más del 30% del empleo de bajas emisiones en 2024, con la mayoría en distribución. Los empleos en generación eléctrica están impulsados en gran medida por la hidroeléctrica, junto con el crecimiento en sectores como la manufactura, la construcción, los servicios públicos y las actividades mayoristas. Esto refleja la expansión más amplia de los combustibles de bajas emisiones en múltiples sectores de la economía.

**Figura 1.5** ▶ **Inversión en el sector energético y empleo en Colombia, 2019-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*La inversión en energía limpia en Colombia aumentó más del 70% en 2024, impulsando un mayor empleo en el sector de las energías limpias*

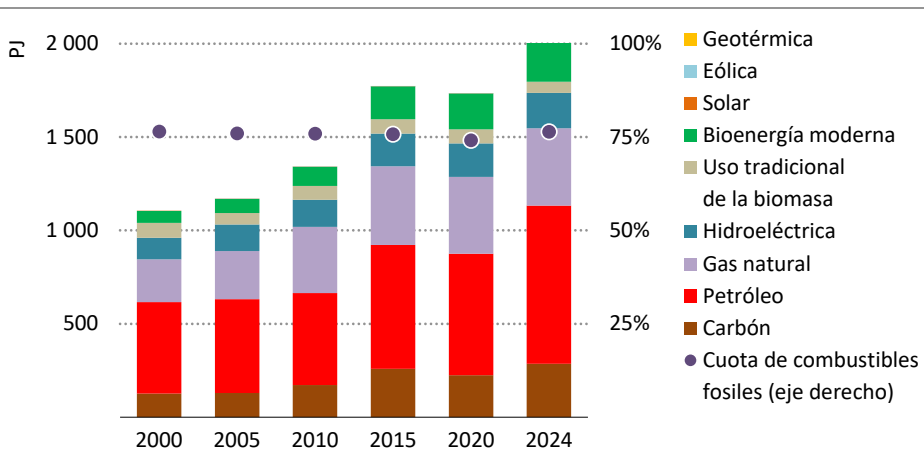
En general, los empleos relacionados con tecnologías de bajas emisiones representan ahora el 52% del empleo total en el sector energético, superando a aquellos relacionados con los combustibles fósiles en 2024. El empleo en el sector de combustibles fósiles cayó un 33% en 2020 y aún no se ha recuperado a los niveles previos al COVID-19, con los empleos en carbón y petróleo disminuyendo un 35% y un 26% respectivamente respecto de los niveles de 2019. Aunque la inversión en combustibles fósiles mitigaría este descenso, los nuevos proyectos de energía limpia refuerzan el cambio: la central hidroeléctrica de Ituango, de 2,4 GW, destaca como un ejemplo emblemático de cómo la inversión en energía limpia está generando empleo y fortaleciendo la economía colombiana.

## 1.3 Tendencias energéticas y de emisiones

### 1.3.1 Demanda y oferta energética

Aunque Colombia posee un abundante potencial de energía renovable, especialmente hidroeléctrica, eólica y solar, su sistema energético históricamente ha dependido en gran medida de los combustibles fósiles. La cuota de combustibles fósiles en la demanda total de energía se ha mantenido estable, sin cambios desde el 76% entre 2000 y 2024. En el mismo periodo, el consumo absoluto de combustibles fósiles creció alrededor de un 83%, lo que subraya la continua dependencia del país del carbón, el petróleo y el gas en medio del aumento de la demanda energética.

**Figura 1.6** ▶ Demanda total de energía por combustible en Colombia, 2000-2024



IEA. CC BY 4.0.

*El petróleo ha sido el principal combustible en la matriz energética de Colombia por más de cinco décadas, mientras que la bioenergía moderna ha sido el combustible de más rápido crecimiento*

Para 2024, la producción de petróleo de Colombia había aumentado ligeramente en 100 000 barriles diarios en comparación con 2 000, muy por detrás de las tasas de aumento de la demanda interna. El petróleo colombiano proviene de la tierra firme, siendo la cuenca de los Llanos y el Valle del Magdalena Medio los yacimientos petrolíferos más importantes. Desde 2019, la producción de carbón ha disminuido tras el cierre de las minas de Prodeco, mientras que la inversión en nueva capacidad ha quedado rezagada en medio de los vientos en contra del mercado y la debilidad de la demanda a largo plazo de carbón térmico. La producción de carbón sigue siendo un sector vital en algunas partes de Colombia: en los departamentos de El Cesar y La Guajira, que juntos representan más de cuatro quintas partes de la producción

nacional, el carbón desempeña un papel clave en la inversión y el empleo de la economía regional (Energy Analytics Institute, 2024).

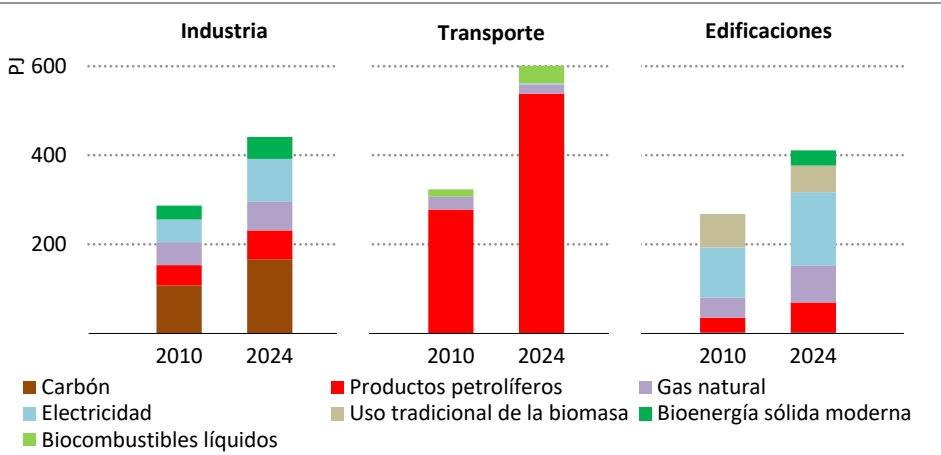
La producción de gas natural alcanzó su punto máximo en 2013 y ha disminuido en general desde entonces, en gran parte debido al agotamiento de los yacimientos maduros y a la falta de nuevos desarrollos. Aunque la mayor parte del consumo de gas en Colombia sigue siendo cubierto por la producción nacional, el país ha dependido cada vez más de las importaciones de GNL en la última década para satisfacer la creciente demanda. Esto supone un cambio importante respecto a la posición histórica de Colombia como exportadora neta de gas natural, subrayando el creciente desajuste entre la oferta y la demanda internas. Las importaciones de GNL llegan a través de la terminal de Cartagena, que experimentó volúmenes récord tanto en 2023 como en 2024, alcanzando 1,03 bcm y 2,67 bcm respectivamente (S&P Global, 2025). El uso tradicional de biomasa en Colombia ha disminuido desde el año 2000, desplazado cada vez más por otras fuentes de energía. Esta tendencia refleja avances en el acceso a soluciones de cocción limpia. Por el contrario, la bioenergía moderna ha desempeñado un papel cada vez más relevante en la matriz energética de Colombia, pasando de 65 PJ en 2000 a 218 PJ en la actualidad.

### 1.3.2 *Demanda energética*

La demanda de servicios energéticos en Colombia ha aumentado de forma constante en el último cuarto de siglo, impulsada por un crecimiento económico sostenido, el aumento de los ingresos y la creciente urbanización. La base industrial de Colombia también se ha expandido, con un crecimiento concentrado en la producción de acero y la manufactura ligera. Las industrias pesadas y ligeras atienden tanto a la creciente demanda interna como a los mercados de exportación, con la producción industrial casi duplicándose desde el año 2000. El crecimiento de la producción ha provocado que la demanda de energía industrial aumente de forma constante desde 2010, pasando de 288 PJ en 2010 a 445 PJ en 2024, principalmente debido al aumento del consumo de carbón y electricidad. El uso moderno de biomasa también se ha expandido, especialmente en industrias ligeras como la industria alimentaria, donde los residuos agrícolas se utilizan para el calor y la cogeneración.

La demanda general de transporte ha crecido significativamente a medida que los colombianos han ganado poder adquisitivo y mayor movilidad. Actualmente, el colombiano promedio viaja un 32% más lejos por carretera al año que en 2000, lo que requiere inversión continua en infraestructuras viarias y transporte público. El crecimiento de la demanda de transporte ha sido cubierto de forma abrumadora por vehículos de combustión interna desde 2010. El petróleo sigue siendo la principal fuente de energía en el sector del transporte, creciendo en 261 PJ entre 2010 y 2024. Sin embargo, los mandatos de biocombustibles han provocado cierto crecimiento en los biocombustibles líquidos, que pasaron de 16 PJ en 2010 a 40 PJ en 2024, sirviendo como una herramienta clave para moderar la creciente demanda de petróleo, así como para apoyar a la industria nacional de biocombustibles.

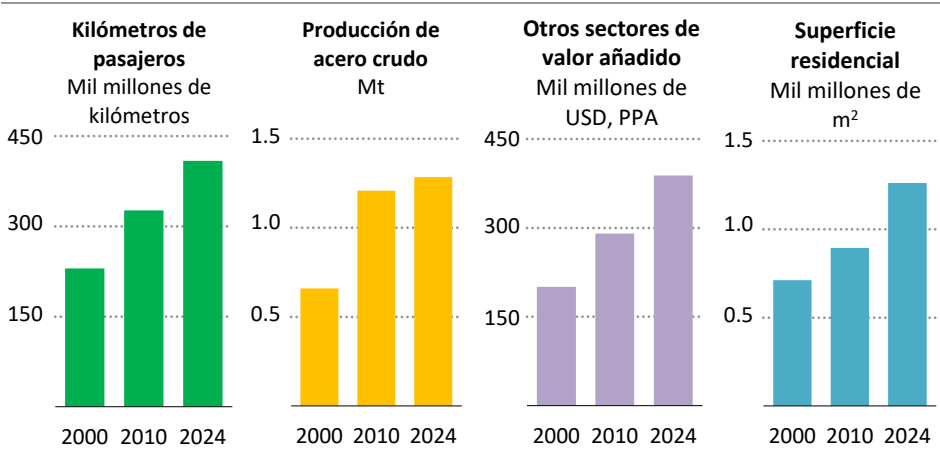
**Figura 1.7** ▶ Demanda por sector en Colombia, 2010 y 2024



IEA. CC BY 4.0.

*El crecimiento del consumo de petróleo ha sido impulsado por el sector del transporte, mientras que el sector de las edificaciones ha impulsado una mayor electrificación*

**Figura 1.8** ▶ Principales motores del crecimiento de la demanda de servicios energéticos en Colombia, 2000-2024



IEA. CC BY 4.0.

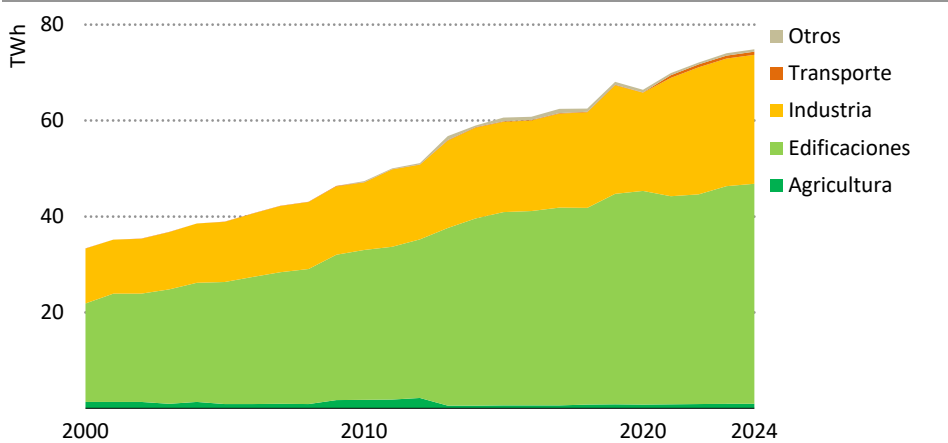
*El rápido crecimiento en vivienda, industria y transporte ha sido un motor clave del crecimiento de la demanda energética en Colombia*

La superficie residencial en Colombia creció un 77% entre 2000 y 2024, mientras que la población solo aumentó un 35% en el mismo periodo. Los colombianos ahora viven en viviendas un 12% más grandes que en el año 2000, reflejando un cambio hacia viviendas más grandes e intensivas en energía y la continua expansión del parque de viviendas urbanas. Los mayores ingresos y el mayor espacio por hogar han incrementado la demanda de calefacción, refrigeración, iluminación y electrodomésticos. El uso tradicional de biomasa en edificaciones ha caído de 79 PJ en 2000 a 60 PJ en 2024, ya que el mejor acceso a energía moderna y soluciones de cocción limpia reducen la dependencia de la leña para cocinar y calentar. Al mismo tiempo, la demanda eléctrica en las edificaciones crece más rápido debido a la expansión del uso de electrodomésticos y aire acondicionado, especialmente en los centros urbanos. En conjunto, esta transición representa una modernización de la matriz energética en las edificaciones, con beneficios sustanciales para la calidad del aire interior y la calidad de vida.

### 1.3.3 Sector eléctrico

La demanda eléctrica de Colombia se ha duplicado desde el año 2000, aumentando en más de 40 teravatios hora (TWh), un incremento medio anual de alrededor del 3,5%. Este notable aumento supera con creces el promedio de América Latina y el Caribe, que fue solo del 2,6%, y también es superior al promedio mundial del 3,1%.

**Figura 1.9** ▶ Demanda eléctrica por sector en Colombia, 2000-2024



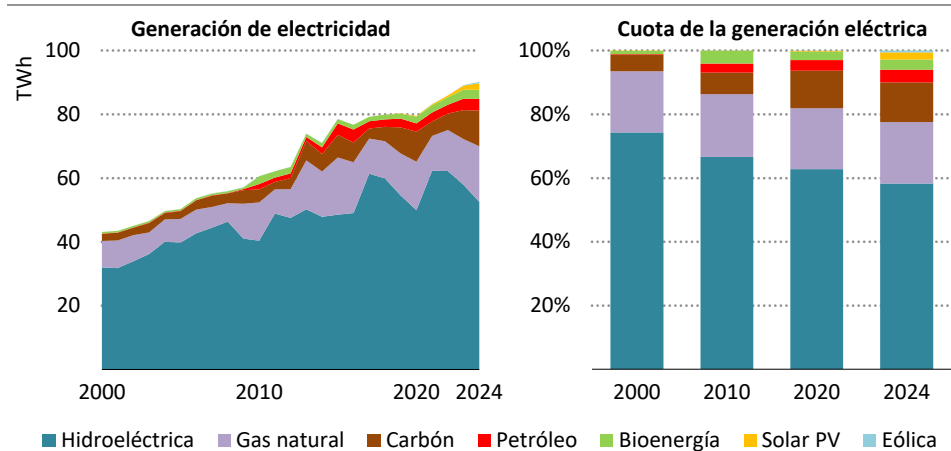
IEA. CC BY 4.0.

*La demanda eléctrica se ha duplicado desde el año 2000, impulsada por el aumento del consumo en edificaciones e industria*

El sector de las edificaciones ha liderado el cambio en Colombia, representando el 60% del aumento total de la demanda eléctrica desde el año 2000. Esto se ha debido principalmente al crecimiento de los usos finales —incluyendo cocina, calefacción, refrigeración y

electrodomésticos— junto con la tendencia hacia viviendas más grandes y la expansión general del parque de viviendas. El sector industrial también ha crecido sustancialmente en Colombia desde el año 2000, representando otro 35% del aumento total de la demanda eléctrica. Impulsado principalmente por el uso *in situ* en la creciente industria de fabricación de acero, así como por la electrificación de industrias ligeras como la industria alimentaria, el uso de electricidad en la industria se ha acelerado aún más en los últimos años.

**Figura 1.10** ▶ Generación de electricidad por fuente y participación en Colombia, 2000-2024



IEA. CC BY 4.0.

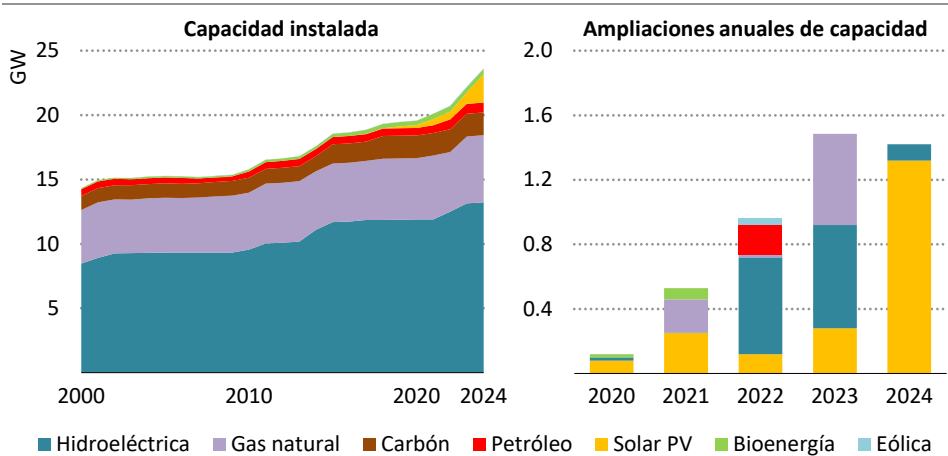
*La generación de electricidad se ha duplicado desde el año 2000, con una mayor proporción cubierta por combustibles fósiles*

La energía hidroeléctrica ha sido durante mucho tiempo la piedra angular de la matriz eléctrica colombiana, representando la gran mayoría de la generación y alcanzando más del 80% a principios de los años 2000. Sin embargo, a pesar de aumentar en términos absolutos, su cuota de generación eléctrica ha disminuido hasta alrededor de dos tercios en los últimos cinco años. Aunque la generación de plantas hidroeléctricas ha aumentado en las últimas décadas, también está sujeta a una notable variabilidad interanual, impulsada en parte por los ciclos de El Niño y La Niña, que afectan las precipitaciones y la temperatura. Estas fluctuaciones pueden provocar variaciones en los factores de capacidad, lo que obliga a los operadores del sistema a realizar una planificación cuidadosa para garantizar la fiabilidad. Por ejemplo, en 2017 la generación hidroeléctrica experimentó un aumento del 25% respecto al año anterior. Las renovables han seguido diversificándose en los últimos años, con un aumento de la bioenergía desde 2010 y un crecimiento acelerado en la energía solar fotovoltaica y eólica en los últimos cinco años. Como resultado, las renovables no hidroeléctricas representaron alrededor del 5% de la generación total de electricidad en 2024. A pesar de estos aumentos, la cuota total de renovables en la matriz eléctrica ha

disminuido alrededor de 5 puntos porcentuales en promedio desde el año 2000, aunque sigue siendo alta.

Impulsados por el reciente aumento de la demanda eléctrica y las fluctuaciones interanuales de la hidroeléctrica, los combustibles fósiles han aumentado hasta representar alrededor del 30% de la generación total en los últimos cinco años. Desde el año 2000, la generación a base de gas natural se ha más que duplicado, mientras que la generación a base de carbón es más de cinco veces mayor. La generación eléctrica a partir de petróleo, que ha venido creciendo de manera sostenida desde alrededor de 2010 en zonas remotas, se ha consolidado como la cuarta principal fuente de energía en Colombia, después de la hidroeléctrica, el gas natural y el carbón.

**Figura 1.11 ▶ Capacidad eléctrica instalada por fuente en Colombia, 2000-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*Las energías renovables, lideradas por la hidroeléctrica y la solar fotovoltaica, representan dos tercios de todas las ampliaciones de capacidad desde el año 2000*

Desde el año 2000, Colombia ha ampliado su capacidad hidroeléctrica en más de un 50%, pasando de unos 8 GW a 13 GW. Este crecimiento incluye la puesta en marcha de grandes proyectos como el Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso de 820 MW a finales de 2014 y la presa El Quimbo de 400 MW en 2015, junto con la central Ituango de 2,4 GW parcialmente terminada, cuya puesta en servicio completa de todas las turbinas se espera para 2027. También incluye alrededor de 120 pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 10 MW). El crecimiento de la capacidad instalada de combustibles fósiles ha sido sostenido, aunque más moderado, con poco más de 3,5 GW añadidos, principalmente a través de plantas de generación con gas natural. Estas incluyen tanto unidades de ciclo abierto como de ciclo combinado, así como reformas como el proyecto de ampliación de Termocandelaria, que pasó de ciclo abierto a ciclo combinado en 2023, mejorando tanto la eficiencia como la

producción. La capacidad de carbón también creció marginalmente, con nuevos proyectos como el Gecelca 3.2 y el Termotasajero II, mientras que las ampliaciones de capacidad a base de gasóleo han sido en gran parte pequeños generadores diésels descentralizados.

Gran parte del parque de generación con combustibles fósiles en Colombia se encuentra envejecido, con numerosas plantas que se acercan a los 30 años de operación y varias centrales de carbón que ya superan las cuatro décadas en funcionamiento. El parque de generación con gas es, en promedio, entre cinco y diez años más joven que el de carbón, mientras que la antigüedad promedio de las unidades de gasóleo varía notablemente según la ubicación. Aunque la vida útil nominal de este tipo de plantas es de 40 años aproximadamente, las reformas y mejoras de sus sistemas son bastante comunes, con componentes fácilmente disponibles en muchos casos. La bioenergía también ha contribuido a la expansión de la capacidad en los últimos 15 años, aunque a menor escala.

En los últimos cinco años, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la principal nueva fuente de capacidad que está ayudando a satisfacer el crecimiento de la demanda. Proyectos a gran escala como Guayepo I y II —que se completaron en 2024 con una capacidad combinada de casi 500 MW— han liderado esta expansión, junto con la llegada de instalaciones más pequeñas en tejados y viviendas. A pesar de que solo ha comenzado a aumentar alrededor de 2020, la energía solar fotovoltaica ha representado alrededor del 20% de las ampliaciones totales de capacidad en Colombia desde el año 2000. El apoyo reciente a las políticas ha contribuido a apoyar este crecimiento, incluidas subastas competitivas que adjudicaron 4,4 GW de capacidad solar a los promotores. Aunque la mayor parte de este crecimiento se ha centrado en zonas con alta demanda eléctrica, las iniciativas recientes han comenzado a ampliar el acceso solar a las comunidades rurales, aumentando tanto la generación renovable como el acceso a la electricidad. La energía eólica también ha incrementado la capacidad instalada de Colombia en los últimos tres años, con instalaciones terrestres más pequeñas como Guajira I, de 20 MW, que podrían señalar el inicio de grandes cambios a medida que el país comienza a explorar su potencial eólico en el camino hacia emisiones netas cero. Los recursos eólicos son sólidos, tanto para emplazamientos terrestres como marinos. Sin embargo, primero deberán resolverse los desafíos recientes, como los retrasos en los permisos ambientales y la falta de licencia social, para que la energía eólica crezca ambiciosamente en el futuro. Iniciativas como la Licencia Ambiental Optimizada para Proyectos Eólicos (LAEólica), que ayudan a reducir los plazos y las cargas administrativas sin comprometer los estándares ambientales ni afectar a las comunidades locales, apoyarán la expansión de la energía eólica.

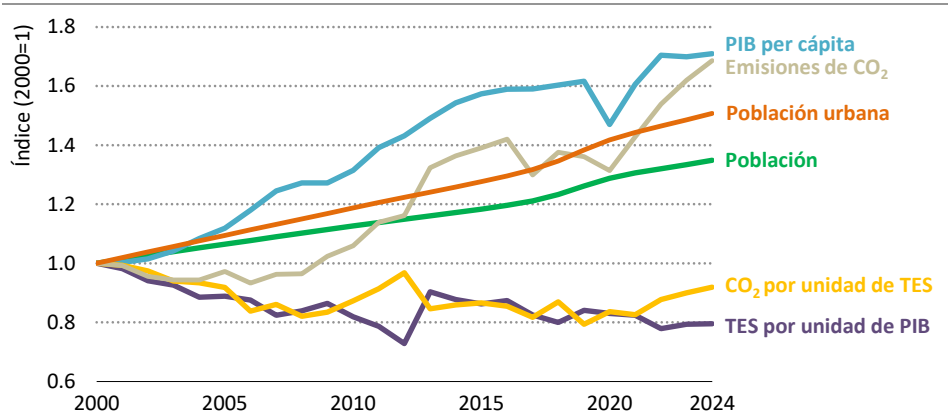
### 1.3.4 Tendencias de emisiones en el sector energético

Entre 2000 y 2024, la población y el PIB per cápita de Colombia crecieron un 35% y un 71% respectivamente, ejerciendo una fuerte presión al alza sobre el consumo y las emisiones de energía. Además, la población urbana también ha crecido más rápido que la población general, con una urbanización que pasó del 74% al 83% en el mismo periodo. En general, la urbanización aumenta el consumo de energía: a medida que la gente se traslada a las

ciudades, mayores ingresos, mayor acceso a servicios energéticos y estilos de vida más intensivos en energía impulsan la demanda.

A pesar del crecimiento de la población, los ingresos y la demanda de energía, Colombia ahora contamina menos y utiliza menos energía por cada dólar de PIB que en el pasado. De 2000 a 2024, la intensidad de emisiones y la intensidad energética por dólar de PIB han disminuido un 8% y un 20%, respectivamente, lo que refleja mejoras en la tecnología y la gestión energética, así como cambios en las preferencias de combustible, y pone de relieve un cambio gradual hacia un crecimiento económico menos intensivo en energía. Sin embargo, Colombia aún no ha logrado una desvinculación significativa entre el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda de energía, ya que ambas tendencias han mostrado pocas mejoras en la última década.

**Figura 1.12** ▶ Cambio en las principales variables relacionadas con la energía en Colombia, 2000-2024



IEA. CC BY 4.0.

*La población de Colombia, el ingreso per cápita y las emisiones han crecido, aunque su intensidad energética ha disminuido*

Nota: TES = suministro total de energía (por sus siglas en inglés).

Las emisiones relacionadas con la energía representaron aproximadamente el 30% del total de emisiones de Colombia en 2021. Entre 2000 y 2021, las emisiones energéticas aumentaron un 48%, pasando de 62 Mt CO<sub>2</sub>-eq a 92 Mt CO<sub>2</sub>-eq, aunque con una ligera disminución respecto de los niveles de 2019. Además de las emisiones del sector energético, Colombia liberó grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI) procedentes de otras fuentes, en particular CO<sub>2</sub>-eq del uso del suelo, el cambio de uso del suelo y la silvicultura, que representaron casi el 40% de las emisiones totales en 2021. Las emisiones derivadas del uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura provienen principalmente de la deforestación —conversión de bosque en pastizales, tierras de cultivo y asentamientos— y de la degradación forestal, con contribuciones menores derivadas de la

extracción de leña. Las emisiones agrícolas, que representan el 20% del total de 2021, fueron principalmente metano procedente de la digestión entérica de bovinos y otros animales, óxido nitroso de los suelos agrícolas y emisiones derivadas de la quema de residuos de cultivos.

## 1.4 Panorama de la política energética y climática

La Estrategia a Largo Plazo E2050 de Colombia reúne los objetivos energéticos y climáticos del país, y establece un objetivo general para alcanzar emisiones netas cero de GEI al 2050, así como metas sectoriales de adaptación y mitigación. Al 2050, Colombia pretende reducir sus emisiones de GEI en un 90% respecto de 2015. El 10% restante de las emisiones debe ser capturado o compensado mediante la captura de CO<sub>2</sub> basada en la tierra. Las vías para alcanzar los objetivos sectoriales se especifican en los Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático (PIGCC), incluido uno para el sector energético. Los objetivos intermedios están definidos en la Ley de Acción Climática de 2021 y en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) de Colombia en el marco del Acuerdo de París. En su presentación a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP) en 2020, Colombia declaró el objetivo de reducir sus emisiones en un 51% para 2030 en comparación con su escenario base, que corresponde a un límite de 169 Mt CO<sub>2</sub>-eq. Una declaración posterior en septiembre de 2025 fijó el objetivo de limitar sus emisiones de GEI entre 155 Mt CO<sub>2</sub>-eq y 161 Mt CO<sub>2</sub>-eq en 2035.

Los objetivos energéticos y climáticos de Colombia están alineados con la agenda más amplia de desarrollo sostenible de su Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, que establece prioridades para la inversión en la transición energética (Departamento Nacional de Planeación, 2023). En 2024, el gobierno publicó una Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa, en la que describe cómo el país pretende descarbonizarse garantizando que los trabajadores, las comunidades y los grupos vulnerables se beneficien de forma equitativa de la transición (MME, 2024a). En esta hoja de ruta, el gobierno afirma que una transición energética equitativa requiere acceso universal a servicios de energía limpia asequibles.

### 1.4.1 Políticas de acceso universal

En las dos últimas décadas, Colombia ha logrado avances notables hacia su objetivo de alcanzar el acceso universal a la electricidad y soluciones de cocción limpia. Iniciativas gubernamentales como el Plan Nacional de Electrificación Rural y el Programa Masivo de Gasificación Natural han impulsado este cambio. Las subvenciones para conexiones de gas natural y estufas de gas de GLP, distribuidas a través del Fondo Social de Energía, resultaron especialmente eficaces.

A pesar de este avance sustancial, Colombia sigue fuera de la senda para alcanzar el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de las Naciones Unidas: garantizar el acceso universal a soluciones de cocción limpia para finales de la década. Aunque el acceso a soluciones de cocción limpia está casi completo en las zonas urbanas, llegar al resto de la población en zonas más remotas

requiere un cambio en el enfoque de las políticas, pasando del gas natural al gas LP y a las cocinas eléctricas.

Más recientemente, los responsables de formular políticas en Colombia han adoptado medidas para apoyar a las comunidades energéticas y la generación distribuida, con el fin de ampliar el acceso a electricidad fiable y asequible en zonas remotas. A 2025, Colombia ha establecido un marco jurídico claro para las comunidades energéticas y su integración en el sistema energético nacional, así como directrices para su registro y apoyo fiscal. El programa Colombia Solar, introducido en 2025, promueve la autogeneración entre hogares de bajos ingresos y las pequeñas empresas, subvencionando hasta el 60% del costo de instalar energía solar *in situ*.

**Tabla 1.2 ▶ Políticas clave de acceso universal en Colombia**

Política	Estado
Objetivos nacionales de acceso a la electricidad	●
Objetivos nacionales de acceso a soluciones de cocción limpia	●
Apoyo gubernamental a la generación distribuida	●
Subvenciones para estufas/soluciones de cocción limpia	●
Gasto público en la expansión de la red a zonas remotas	●

**Política implementada:** ● Sí ● No ● Parcialmente

**1.4.2 Políticas de suministro energético**

La política colombiana sobre la extracción de combustibles fósiles ha experimentado un cambio notable en los últimos años. Hasta hace relativamente poco, las fuentes de energía limpia se presentaban como oportunidades para diversificar el suministro energético, más que como oportunidades para desplazar a los combustibles fósiles. La Estrategia a Largo Plazo E2050 de Colombia fue la primera en establecer una visión de reducción del uso de combustibles fósiles, al plantear una disminución progresiva de la dependencia de estos tanto en la matriz energética como en la economía nacional. Este giro se vio reforzado por el anuncio de 2023 de que Colombia dejaría de conceder nuevas licencias de exploración de petróleo y gas. Ese mismo año, el país se adhirió al Tratado de No Proliferación de Combustibles Fósiles.

Colombia ha desarrollado un marco de políticas maduro para los biocombustibles en el transporte por carretera, fundamentado en las Leyes 693 (2001) y 939 (2004), que establecieron la mezcla obligatoria de etanol con gasolina y de biodiésel con diésel. Estas políticas se apoyan en incentivos fiscales, mecanismos de estabilización de precios y mandatos de mezcla que garantizan una demanda estable para los productores nacionales. En conjunto, estas medidas han dado lugar a uno de los mayores mercados de biocombustibles de América Latina y el Caribe, con una producción anual de alrededor de 500 millones de litros de etanol de caña de azúcar y más de 700 millones de litros de biodiésel

de aceite de palma anualmente. Las políticas más recientes de bioenergía se han centrado en el sector de la aviación: en 2024, el gobierno lanzó la primera hoja de ruta nacional de combustibles de aviación sostenibles (SAF), en la que fija objetivos de producción para 2035 y 2050, y Colombia se unió al programa ACT-SAF de la Organización de Aviación Civil Internacional para seguir fortaleciendo la capacidad regulatoria y técnica en este ámbito.

En 2021, Colombia lanzó una Hoja de Ruta del Hidrógeno, actualizada en 2024 a través de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa, con el fin de orientar proyectos piloto, atraer inversión y crear normas e incentivos para el desarrollo de una industria nacional del hidrógeno. Desde entonces, el gobierno ha modificado la Ley 2099 para aclarar el estatus legal del hidrógeno y garantizar que los proyectos de hidrógeno sean elegibles para los mismos incentivos de financiación que las renovables no convencionales. Se han puesto en marcha más de 30 proyectos piloto y precomerciales de hidrógeno, varios de ellos ya en operación, entre los que destacan una planta de hidrógeno de bajas emisiones a escala de refinería en Cartagena y autobuses propulsados por hidrógeno en Bogotá.

**Tabla 1.3** ▶ Políticas clave de suministro energético en Colombia

Política	Estado
Eliminación progresiva de la extracción nacional de combustibles fósiles	●
Mandato de biocombustibles para el transporte por carretera	●
Mandato de SAF para la aviación	●
Apoyo financiero para incentivar la producción y el consumo de SAF	●
Incentivos fiscales para la producción de hidrógeno bajo en carbono	●

**Política implementada:** ● Sí ● No ● Parcialmente

### 1.4.3 Políticas del sector eléctrico

Durante los últimos 10 años, los responsables de formular políticas han buscado incrementar y diversificar la generación de eléctrica limpia apoyando las renovables no hidroeléctricas — como la solar fotovoltaica, la eólica y la biomasa—, así como la expansión de la hidroeléctrica. La Ley 1715 de 2014 sentó las bases para la expansión de estas energías renovables, principalmente mediante la introducción de incentivos y otros apoyos fiscales. Se recurrió a subastas de largo plazo para ampliar la energía solar fotovoltaica y eólica terrestre, con dos subastas realizadas entre 2019-2021 que adjudicaron contratos para casi 3 GW de capacidad durante un periodo de 15 años, además de la subasta de 4,4 GW llevada a cabo en 2024. Entre 2022 y 2024, el marco jurídico para el desarrollo de la energía eólica marina se reformó mediante las Resoluciones 40284, 40712 y 40368, con el fin de ajustar las reglas del proceso de asignación de áreas marinas y modificar el calendario y las disposiciones para el uso de las áreas marítimas.

Aunque la generación de combustibles fósiles también ha crecido de forma significativa en las dos últimas décadas, hay indicios de que esta tendencia podría cambiar en los próximos

años. En 2023, Colombia se unió a la *Powering Past Coal Alliance*, comprometiéndose a eliminar progresivamente la generación existente con carbón sin captura, evitar la construcción de nuevas plantas de carbón sin sistemas de captura y almacenamiento de carbono operativos y apoyar, en general, la reducción del uso de carbón. Colombia reforzó este compromiso en 2024 al firmar la declaración conjunta *No New Coal-Fired Power Plants in LAC* ("No a nuevas centrales térmicas de carbón en América Latina y el Caribe") junto con otros países de la región.

A pesar de los avances notables, las renovables variables sólo representaban alrededor del 3% de la generación eléctrica colombiana en 2024. Su despliegue se ha visto ralentizado por problemas de aceptación social y obstáculos en la obtención de licencias ambientales, que han alargado los plazos de puesta en marcha de proyectos solares fotovoltaicos y eólicos terrestres. Los largos tiempos para finalizar los permisos incrementan el riesgo de los proyectos y generan retos de financiación, mientras que el lento desarrollo de la infraestructura de transmisión también está lastrando el ritmo de expansión.

A estos desafíos, en 2025 Colombia introdujo LASolar, un mecanismo acelerado de licenciamiento para proyectos solares de tamaño medio, con el objetivo de reducir en torno a un 70% los tiempos de obtención de licencias ambientales. Los legisladores también han propuesto eximir a los proyectos eólicos de menos de 100 MW de la obligación de someterse a un proceso completo de licenciamiento ambiental, a fin de acortar los plazos de aprobación. En 2024, el Ministerio de Minas y Energía presentó el Plan 6 GW Plus, cuyo objetivo es resolver los cuellos de botella regulatorios, sociales y de permisos para acelerar los proyectos solares y eólicos que actualmente se encuentran estancados.

**Tabla 1.4 ▶ Políticas clave del sector eléctrico en Colombia**

Política	Estado
Metas nacionales para la capacidad de generación de electricidad limpia	●
Inversión gubernamental en infraestructura de red	●
Fijación de precios del carbono para el sector eléctrico	●
Incentivos financieros para la generación de eléctrica baja en carbono	●
Reforma administrativa para reducir los retrasos en la obtención de permisos	●

**Política implementada:** ● Sí ● No ● Parcialmente

**1.4.4 Políticas de electrificación**

En la Estrategia a Largo Plazo E2050 de Colombia, las sendas de descarbonización que buscan la neutralidad de carbono al 2050 dependen de la electricidad para cubrir hasta el 70% del consumo energético final. Para lograrlo, la cuota de uso de la electricidad en los sectores de demanda debe más que triplicarse. Una transformación tan rápida solo puede lograrse si los gastos operativos de las tecnologías eléctricas son competitivos en comparación con las opciones basadas en combustibles fósiles. Debido a su mayor eficiencia, las tecnologías eléctricas —como los vehículos eléctricos (VE) y las bombas de calor— siguen siendo

competitivas incluso cuando el precio de la electricidad es superior al de los combustibles fósiles. Sin embargo, el precio de la electricidad en Colombia es hoy casi el doble que el de los combustibles fósiles, lo que desincentiva a los hogares a invertir en tecnologías limpias.

Reconociendo este desafío, desde 2024 los legisladores colombianos han iniciado reformas en el mecanismo de confiabilidad del mercado eléctrico, con el objetivo de abaratar la electricidad residencial en relación con el gas (MME, 2024b). Al mismo tiempo, el FEPC (Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles) está siendo revisado para reducir el nivel de subvenciones a los combustibles fósiles y alinear más estrechamente los precios internos de estos combustibles con los mercados internacionales. Aunque se entiende ampliamente que esta reforma está motivada por consideraciones fiscales, también mejorará la competitividad de las tecnologías eléctricas.

Un impuesto nacional al carbono está en vigor desde 2017. Sin embargo, el mecanismo actualmente desempeña un papel limitado a la hora de igualar el costo de la electricidad frente a otros combustibles. Los precios del carbono han aumentado solo marginalmente desde 2017 y se mantienen por debajo de 7 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>-eq en 2025. Las exenciones incluyen el consumo residencial de gas natural y GLP, así como la mayor parte de los usos industriales del gas natural. Los legisladores colombianos se han comprometido a aumentar el costo del carbono complementando el impuesto nacional al carbono con un nuevo sistema de comercio de emisiones; la Ley de Acción Climática de 2021 exige que este sistema esté plenamente operativo a finales de esta década.

Creado en 1994, el mecanismo escalonado de tarifas eléctricas de Colombia garantiza que los hogares de bajos ingresos dispongan de una tarifa eléctrica más baja (Departamento Administrativo de la Función Pública, 1994). Si bien esta política ha generado beneficios sociales significativos, su capacidad para impulsar la electrificación depende de su articulación con otras medidas, dado que los hogares que acceden a tarifas reducidas suelen ser los menos propensos a contar con la renta disponible necesaria para invertir en tecnologías de energía limpia.

Los gobiernos sucesivos han trabajado para abordar la prima de precio de las tecnologías eléctricas. Los colombianos que compran un VE se benefician de un IVA más bajo, de menores impuestos anuales a la propiedad, y de una exención total de aranceles de importación. Estas medidas se han acompañado de un esfuerzo de inversión en infraestructura pública de recarga y de requisitos obligatorios para la contratación pública de autobuses eléctricos. La Ley 1964 exige que todos los autobuses adquiridos sean vehículos de cero emisiones para 2035, con objetivos incrementales a cumplirse a partir de 2025. El gobierno pretende aumentar el número de vehículos eléctricos en la flota nacional hasta 600 000 para finales de la década. En el sector de las edificaciones, las políticas que promueven la eficiencia energética y las renovables *in situ* benefician indirectamente a algunas tecnologías eléctricas, pero no abordan la barrera del costo inicial de las cocinas eléctricas ni de los calentadores de agua eléctricos.

**Tabla 1.5 ▶ Principales políticas de electrificación en Colombia**

Política	Estado
Incentivos financieros para la descarbonización/innovación industrial	●
Objetivos nacionales de parque de vehículos eléctricos	●
Incentivos para la compra de vehículos eléctricos	●
Medidas fiscales para reducir el costo de la electricidad	●
Gasto público en infraestructuras de carga	●
Incentivos económicos para calentadores de agua eléctricos	●
Incentivos económicos para cocinas eléctricas	●
Fijación de precios del carbono para industrias intensivas en energía	●
Contratación pública de vehículos, edificaciones y materiales de bajas emisiones	●
Incentivos financieros para bombas de calor industriales	●

**Política implementada:** ● Sí ● No ● Parcialmente

### 1.4.5 Políticas de eficiencia energética

El Plan de Acción Indicativo (PAI) de Colombia para el desarrollo del Programa para el Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) tiene como objetivo reducir el consumo energético en un 10% en 2030 frente al escenario tendencial (*business-as-usual*), principalmente mediante la implementación de medidas en los sectores de edificaciones y transporte (ver el Capítulo 2, Cuadro 2.1).

En la última década, el gobierno colombiano ha ampliado gradualmente los requisitos de etiquetado de eficiencia para productos relacionados con la energía, de modo que las normas de etiquetado cubren ahora la mayoría de los electrodomésticos. El alcance de las normas mínimas de rendimiento energético (MEPS) es más limitado, ya que se aplica únicamente a equipos de iluminación, refrigeradores, congeladores y aires acondicionados, así como a motores industriales. En 2023, los legisladores reformaron las MEPS para los aires acondicionados y las normas de contratación pública para motores industriales con el fin de aumentar los requisitos de eficiencia. En el sector del transporte, solo los autobuses, vehículos comerciales y vehículos diésel de pasajeros están sujetos a los estándares de eficiencia de combustible, a pesar de que los vehículos de gasolina representan la gran mayoría de las ventas de vehículos de pasajeros.

Desde 2016, los promotores de nuevas edificaciones están obligados a cumplir con los códigos energéticos de la edificación. El gobierno ha establecido objetivos para endurecer progresivamente esos códigos y ampliar su alcance, a fin de garantizar que al 2050 todas las edificaciones nuevas sean de carbono neto cero. En colaboración con el Banco Mundial, el gobierno colombiano ha puesto en marcha un programa que ofrece hipotecas con tasas de interés preferenciales a compradores de viviendas altamente sostenibles, certificadas por *Excellence in Design for Greater Efficiencies* (EDGE, por sus siglas en inglés). Las edificaciones EDGE alcanzan una eficiencia superior a la que exigen los códigos de construcción

obligatorios y actualmente representan una cuarta parte de toda la construcción residencial en Colombia.

Como complemento de estas regulaciones, los legisladores colombianos han establecido varios incentivos económicos para promover mejoras en la eficiencia energética. La Ley 1715 de 2014 introdujo créditos fiscales para inversiones en eficiencia energética, así como exenciones de IVA y derechos de importación para dichas medidas. También introdujo incentivos fiscales para que los actores industriales actualicen las calderas de gas natural a modelos más eficientes. La misma ley estableció el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía de Colombia (FENOGE), que gestiona la distribución de subsidios y préstamos para los hogares. El FENOGE otorga subvenciones y líneas de crédito a grandes proyectos de eficiencia energética que financian iluminación eficiente, cocinas y equipos de refrigeración eficientes, entre otros electrodomésticos, así como la compra de motores eficientes en la industria. La institución también gestiona programas para comunidades vulnerables, como programas que ofrecen la sustitución de electrodomésticos. La eliminación progresiva de las estufas ineficientes y contaminantes ha sido una de las principales prioridades de los sucesivos gobiernos colombianos desde principios de los años 90, principalmente mediante subvenciones para conexiones de gas natural y cilindros de GLP. El Proyecto ADMIRE, lanzado en 2016 con el apoyo del PNUMA, explora cómo los instrumentos de política pública pueden abordar este problema de la manera más eficaz y proporciona al gobierno recomendaciones sobre cómo ajustar el marco político en los próximos años.

**Tabla 1.6 ▶ Políticas clave de eficiencia energética en Colombia**

Política	Estado
Objetivos de eficiencia energética en toda la economía	●
MEPS para motores industriales	●
Mandatos de eficiencia a nivel sectorial	●
Normas de eficiencia de combustible para autobuses y vehículos comerciales	●
Normas de eficiencia de combustible para vehículos de pasajeros de gasolina	●
Códigos energéticos de la edificación para nuevas construcciones	●
Incentivos económicos para una construcción altamente sostenible	●
Inversión gubernamental en infraestructura distrital de refrigeración	●
MEPS para electrodomésticos y aires acondicionados	●
Requisitos de rendimiento energético para edificaciones públicas	●

**Política implementada:** ● Sí ● No ● Parcialmente

Nota: MEPS = estándares mínimos de rendimiento energético.

Actualmente, Colombia tiene muy pocos trenes de pasajeros en relación con su población. Los residentes de Medellín se benefician del único sistema de transporte masivo rápido del país, y los autobuses son el medio de transporte público más común. La Estrategia a Largo

Plazo E2050 de Colombia aboga por trasladar a los pasajeros al transporte masivo eléctrico y por aumentar el papel del ferrocarril en el transporte de mercancías. El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 designa la reactivación ferroviaria y el desarrollo del transporte masivo como prioridades nacionales. Varios proyectos ferroviarios importantes están en desarrollo o en fase de planificación, como el Regiotram de Occidente de Bogotá y la modernización del ferrocarril del Cerrejón. En 2024, el gobierno anunció planes para invertir más de 10 000 millones de USD en proyectos destinados a ampliar la red ferroviaria y el transporte masivo rápido en el próximo periodo de planificación.

# Una senda hacia las emisiones netas cero para 2050

## ¿Cómo contribuyen los distintos sectores?

### RESUMEN

- Este informe presenta una posible senda para que Colombia cumpla su objetivo de alcanzar las emisiones netas cero para 2050 y su actual Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés). El camino está integrado en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS), en el que se materializan las ambiciones y los compromisos de todos los países e industrias.
- Se prevé que los impulsores de la demanda energética continúen, aunque se irán ralentizando hacia 2050. La expansión urbana eleva la población a 57 millones de personas en 2035, que se estabilizan en torno a los 59 millones en 2050. El PIB crece un 2,6% anual hasta 2035, y luego se desacelera hasta un 1,8%, impulsado por la industria y los servicios.
- La senda de Colombia hacia las emisiones netas cero se despliega en dos fases. Desde ahora hasta 2035, los esfuerzos se centran en la expansión de las energías renovables que descarbonizan el sector eléctrico, lo que explica la mitad de una reducción de 31 Mt de CO<sub>2</sub> y reduce el uso de carbón y gas. Colombia también alcanza el acceso universal a soluciones de cocción limpia para 2030. En la segunda fase, después de 2035, la adopción de energías limpias se acelera en los sectores de uso final, reduciendo la cuota de combustibles fósiles en la demanda total al 12% para 2050. Alrededor de la mitad del recorte de 58 Mt de CO<sub>2</sub> proviene de la penetración de los vehículos eléctricos al parque automotor, mientras que la electrificación de la industria, las mejoras en la eficiencia y la cocción libre de combustibles fósiles en las edificaciones aportan reducciones adicionales.
- La demanda de energía por uso final alcanza su máximo en torno a 2035 y luego desciende principalmente gracias a las mejoras de eficiencia y a la electrificación, a pesar del crecimiento de la actividad. En el transporte, los VE impulsan la descarbonización, con un parque de 24 millones de unidades para 2050 que desplaza 400 kb/d de demanda de petróleo. En la industria, la electrificación y la bioenergía sustituyen a los combustibles fósiles; la cuota de combustibles de bajas emisiones en industrias no intensivas en energía, como la alimentaria, pasa del 48% actual al 93% para 2050. Las principales medidas de descarbonización en las edificaciones son reducir la cuota de combustibles fósiles para cocinar y calentar agua del 75% en 2024 al 18% para 2050 y adoptar aires acondicionados más eficientes.
- La expansión de las energías renovables impulsa la descarbonización del sector eléctrico. La demanda eléctrica casi se cuadruplica para 2050 con respecto a los niveles de 2024, a medida que se electrifican los usos finales y se intensifica la producción de hidrógeno. La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica aumenta con más fuerza, pasando de algo más de 2 GW en 2024 a más de 30 GW en

2035. La eólica, la hidroeléctrica, la biomasa, la nuclear y el almacenamiento en baterías refuerzan aún más la descarbonización de la matriz eléctrica. Para 2050, casi toda la generación eléctrica es de bajas emisiones, ya que la generación a carbón se elimina progresivamente y solo permanece parte de la capacidad de gas natural para respaldar la suficiencia y flexibilidad del sistema.

- El suministro de combustibles cambia de forma significativa en respuesta a la demanda en el APS. La producción de petróleo, gas natural y carbón cae hasta en dos tercios para 2035 y sigue disminuyendo hasta 2050. Paralelamente, la producción de combustibles de bajas emisiones aumenta, hasta alcanzar los 5 kboe/d de biocombustibles emergentes y 1,2 Mt de hidrógeno de bajas emisiones para 2050.

## 2.1 Resumen

Existen varias sendas para que Colombia alcance emisiones netas cero. Estas sendas dependen no solo de la implementación de políticas, los costos y el despliegue tecnológico, y el desarrollo de infraestructura, sino también de la evolución macroeconómica y los precios de la energía. Estos factores no solo están influenciados por los acontecimientos en Colombia, sino también por el contexto global. Por ejemplo, los precios de los combustibles fósiles —que determinan el valor de las exportaciones de combustibles colombianos— se ven afectados por la demanda global y las tendencias geopolíticas, y el despliegue de tecnologías de energía limpia se ve afectado por los costos tecnológicos, que pueden ser menores si se despliega más ampliamente en otros países.

Teniendo en cuenta estas incertidumbres, este capítulo no presenta la senda definitiva, sino una senda potencial para alcanzar emisiones netas cero. Esta posible senda se basa en el análisis de las características nacionales y regionales del sistema energético colombiano y en los avances más recientes en materia de políticas y desarrollo tecnológico a nivel global. Comenzando con el diseño de escenarios y las suposiciones macroeconómicas, el capítulo expone las tendencias generales de las emisiones y la demanda energética, detalles sobre las trayectorias sectoriales y los impactos sobre el suministro de combustible.

### 2.1.1 Diseño de escenarios

Esta *Hoja de Ruta de Cero Emisiones Netas para Colombia* se basa en tres escenarios modelados con base en el Modelo Global de Energía y Clima de la Agencia Internacional de Energía (AIE), que reflejan el impacto de políticas, objetivos, estrategias y compromisos sobre el sistema energético.<sup>1</sup> El modelo también incluye los datos más recientes sobre mercados energéticos y costos, y se basa en las proyecciones más recientes de tendencias económicas

<sup>1</sup> Más detalles sobre el Modelo Global de Energía y Clima de la AIE y las suposiciones de los escenarios pueden encontrarse en la documentación del modelo (IEA, 2025a).

y demográficas. Aunque esta hoja de ruta se centra en las trayectorias de los escenarios para Colombia, la modelación está integrada en escenarios globales, lo que permite evaluar los impactos de las tendencias globales en el sistema energético colombiano, como los precios de la energía, el comercio y el desarrollo tecnológico. Ninguno de estos escenarios es una predicción ni un pronóstico, sino que están diseñados para explorar posibles trayectorias bajo las condiciones límite incluidas en su definición y brindar orientación a los responsables de formulación de políticas.

El escenario central de esta hoja de ruta es el **Escenario de Compromisos Anunciados (APS)**, que cumple con el objetivo nacional de Colombia de alcanzar emisiones netas cero en toda la economía para 2050 mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 90% respecto a 2015, objetivo consagrado en la legislación nacional en 2021. En el contexto global, el APS es un escenario normativo que asume que todos los gobiernos cumplirán, en su totalidad y a tiempo, todos los compromisos climáticos anunciados, incluidos los objetivos a largo plazo de emisiones netas cero y los compromisos en Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs), así como compromisos en áreas relacionadas, como el acceso a la energía. También se tienen en cuenta los compromisos asumidos por empresas y otros actores cuando contribuyen a la ambición establecida por los gobiernos.

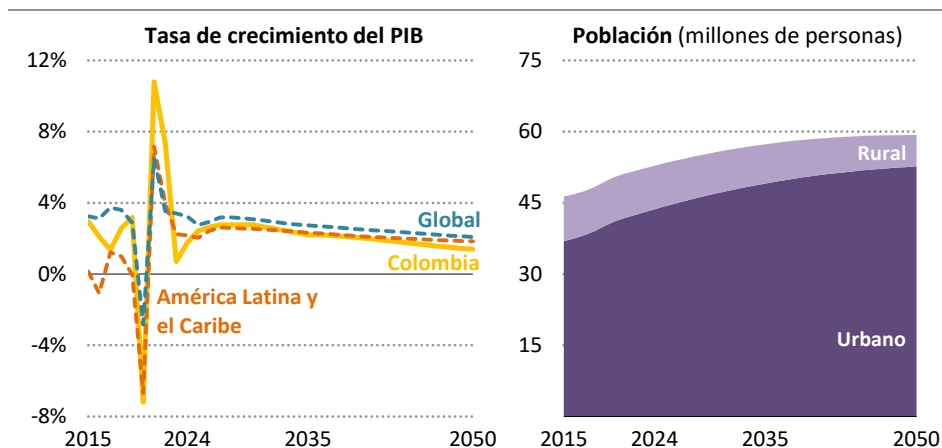
Se utilizan dos escenarios adicionales, principalmente para proporcionar puntos de referencia que ayuden a contextualizar la magnitud de la acción requerida para la vía hacia emisiones netas cero. El escenario menos ambicioso es el **Escenario de Políticas Declaradas (STEPS, por sus siglas en inglés)**, que ofrece una idea de la dirección predominante del progreso del sistema energético, basándose en una revisión detallada de las políticas relacionadas con la energía que se han adoptado o indicado. Además, el STEPS asume ciertos avances en afrontar y superar los desafíos y las barreras de despliegue de nuevas tecnologías. Sin embargo, el STEPS no asume que se alcancen los objetivos aspiracionales, como los incluidos en el Acuerdo de París.

El **Escenario de Emisiones Netas Cero al 2050 (NZE)** también es un escenario normativo y proporciona un punto de referencia más ambicioso. Presenta una posible senda para una transición global de todo el sistema energético hacia emisiones netas cero al 2050. El Escenario NZE asume un grado significativo de colaboración internacional para demostrar, comercializar y difundir tecnologías clave de bajas emisiones en un plazo acelerado, lo que conduce a menores costos para las tecnologías de energía limpia que en otros escenarios. A diferencia de muchas promesas nacionales de emisiones netas cero, el Escenario NZE no depende de compensaciones fuera del sector energético y, por tanto, alcanza emisiones significativamente menores para 2050, también en el caso de Colombia.

## 2.1.2 PIB, población y precio del CO<sub>2</sub>

Los tres escenarios se basan en las mismas proyecciones de población y producto interno bruto (PIB). Según las últimas proyecciones de la ONU, se proyecta que la población de Colombia siga creciendo desde el nivel actual de unos 53 millones hasta alcanzar los 59 millones de habitantes para 2050. Sin embargo, la disminución constante de las tasas de fecundidad, que han pasado de 2,6 en 2000 a alrededor de 1,6 actualmente, provoca una desaceleración significativa en la tasa de crecimiento poblacional, que pasa de alrededor del 1,3% hoy al 0,4% en 2050. Al igual que en muchos países de Sudamérica, el crecimiento demográfico está impulsado por la población urbana, ya que gran parte del territorio está cubierto por selva tropical y montañas, lo que hace que la mayor parte de la actividad económica se desarrolle en las ciudades, con la tasa de urbanización aumentando 6 puntos porcentuales, hasta el 89% en 2050 (Figura 2.1). Se prevé que la población rural continúe con una tendencia decreciente que comenzó a finales de los años 90, disminuyendo de unos 9,2 millones de personas hoy a 6,6 millones para 2050.

**Figura 2.1** ▶ Proyecciones del PIB y la población en Colombia y regiones seleccionadas, 2015-2050



IEA. CC BY 4.0.

*Se prevé que el crecimiento del PIB y la población se mantendrán sólidos en los próximos años, hasta alrededor de 2035, para luego desacelerarse hacia 2050*

Nota: PIB calculado sobre la base de dólares estadounidenses del año 2024 en términos de paridad de poder adquisitivo (PPA).

Fuentes: análisis de la AIE basado en el FMI (IMF, 2025) y Oxford Economics (2025) para las proyecciones del PIB. Análisis de la AIE basado en las Naciones Unidas (UN, 2024) y UN DESA (2018) para las proyecciones de población.

Se prevé que el crecimiento económico se acelere hasta alcanzar el 2,6% anual en la próxima década –0,2 puntos porcentuales más que la tasa promedio de crecimiento de la última década–, impulsado por un fuerte crecimiento en los sectores industrial y de servicios. La

economía de Colombia crece más rápido que el promedio de América Latina y el Caribe (ALC), que se expande alrededor de un 2,4% anual durante la próxima década. A largo plazo, los efectos de saturación y un menor aumento de la población ralentizan el crecimiento de los servicios y la industria, lo que lleva a un crecimiento anual del PIB global del 1,8% entre 2035 y 2050. El PIB per cápita se mantiene en un nivel similar al de ALC, aumentando de unos 21 000 USD (2024, paridad de poder adquisitivo [PPA]) hoy a 33 000 USD en 2050.

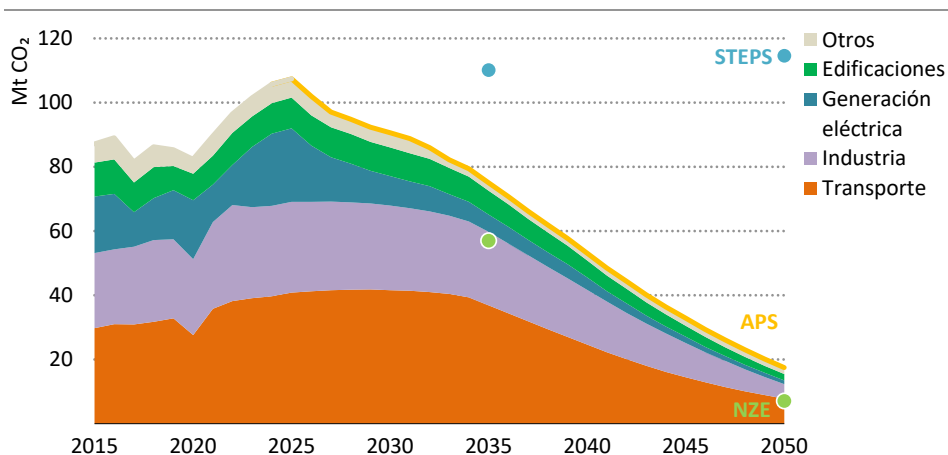
La fijación de precios del carbono es otro insumo esencial para los escenarios y una medida de política para mejorar la competitividad de las tecnologías de energía limpia mediante señales de precios. La fijación de precios del carbono complementa las medidas políticas directas, permitiendo el despliegue más amplio de tecnologías de energía limpia, que siguen siendo un motor clave de la vía de descarbonización. Siguiendo supuestos globales para economías avanzadas con esquemas de precios del carbono y compromisos de emisiones netas cero, el APS asume un aumento significativo del precio del carbono en Colombia. Se supone que el precio del carbono aumentará gradualmente desde un nivel de alrededor de 5 USD por tonelada de dióxido de carbono (t CO<sub>2</sub>) hoy en día, bajo el nuevo sistema de comercio de emisiones actualmente en desarrollo, hasta unos 160 USD/t de CO<sub>2</sub> para 2035 y 200 USD/t de CO<sub>2</sub> para 2050.

## 2.2 Senda para el sector energético

### 2.2.1 Trayectoria de emisiones e hitos

La senda presentada para alcanzar el objetivo de emisiones netas cero de Colombia para 2050, el APS, puede dividirse en dos fases. En la primera fase, desde hoy hasta el 2035, el objetivo principal es detener el aumento de emisiones observado en los últimos años y comenzar una tendencia descendente. Las emisiones anuales se reducen alrededor de un 30% para 2035 en comparación con los niveles actuales (Figura 2.2). El sector eléctrico contribuye con la mitad de la reducción de 31 millones de toneladas de dióxido de carbono (Mt CO<sub>2</sub>) para 2035, utilizando tecnologías que a menudo ya son competitivas en costos, como la energía solar fotovoltaica (PV) y la eólica. Esta rápida expansión sitúa a Colombia a la vanguardia de la generación eléctrica descarbonizada a nivel mundial. La intensidad de emisiones del sector eléctrico ya es de alrededor de la mitad del promedio global debido al importante papel de la energía hidroeléctrica, aunque El Niño puede provocar diferencias significativas entre años. En el APS, esta intensidad disminuye de unos 190 gramos de CO<sub>2</sub> por kilovatio hora (g CO<sub>2</sub>/kWh) en los últimos cinco años a unos 35 g CO<sub>2</sub>/kWh para 2035, un 75% por debajo del promedio mundial. Fuera del sector eléctrico, la rápida electrificación de los sectores de uso final garantiza que los aumentos de actividad impulsados por el crecimiento económico queden más que compensados y que estas emisiones también empiecen a disminuir, aunque a un ritmo más lento. El despliegue de vehículos eléctricos (VE) es el principal factor, alcanzando el 80% de las ventas para 2035.

**Figura 2.2** ▶ Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector y escenario en Colombia, 2015-2050



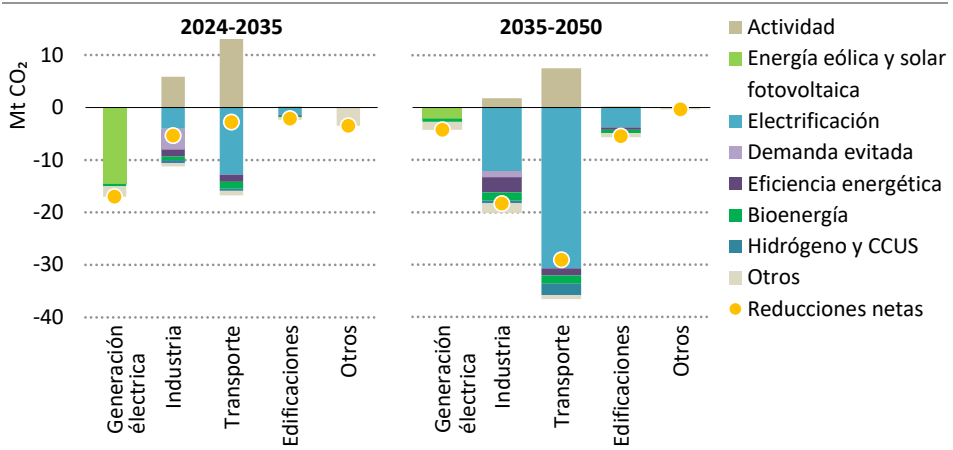
IEA. CC BY 4.0.

*En el camino hacia el compromiso de emisiones netas cero, las emisiones empiezan a disminuir en la próxima década, y el descenso se acelera después de 2035*

Notas: STEPS = Escenario de Políticas Declaradas; APS = Escenario de Compromisos Anunciados; NZE = Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050; Mt CO<sub>2</sub> = millones de toneladas de dióxido de carbono. Otros incluye otros sectores energéticos y la agricultura.

En la segunda fase, de 2035 a 2050, el enfoque principal es la reducción de emisiones en los sectores de uso final, a medida que el despliegue va ganando presencia y otras tecnologías maduran. Solo el sector del transporte representa alrededor de la mitad de la reducción de 57 Mt de CO<sub>2</sub> entre 2035 y 2050, con un 40% adicional procedente de la construcción y la industria. El principal motor es la electrificación, que contribuye con casi un 70% a la reducción de emisiones durante este periodo en todos los sectores y se beneficia de la disponibilidad de electricidad de bajas emisiones (Figura 2.3). La rápida expansión solar fotovoltaica y eólica continúa cubriendo la creciente demanda eléctrica. Las mejoras en eficiencia energética y de materiales —mediante una mayor economía de combustible en los vehículos, electrodomésticos más eficientes y la reducción del uso de materiales básicos como el acero y el cemento mediante sustitución y circularidad— contribuyen con un 10% adicional. El papel de la bioenergía, el hidrógeno y la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) es similar, representando también alrededor del 10% de la reducción de emisiones; sin embargo, resulta crucial para descarbonizar usos finales como el cemento, la aviación y los vehículos pesados. Cabe destacar que la bioenergía ya desempeña un papel relevante y que hay proyectos incipientes, de menor escala, de hidrógeno en desarrollo, mientras que las consultas políticas sobre CCUS acaban de comenzar, lo que ofrece la oportunidad de centrarse en sectores en los que el CCUS aporta mayores beneficios.

**Figura 2.3** ▽ Cambios en las emisiones de CO<sub>2</sub> por medida de mitigación y sector en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La expansión de la energía eólica y la solar fotovoltaica es la máxima prioridad para reducir las emisiones a corto plazo, al permitir la electrificación de los usos finales, especialmente en el sector del transporte*

Notas: CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; PV = fotovoltaica. La actividad se refiere a los aumentos derivados del crecimiento económico. Otras reducciones incluyen otros cambios de combustible y emisiones de proceso. Otros sectores incluyen el resto del sector energético y la agricultura.

Las emisiones totales de combustión del sector energético caen a unos 14 Mt de CO<sub>2</sub> para 2050 en el APS, en línea general con la Estrategia a Largo Plazo E2050 (MADS, 2024). Las emisiones restantes se concentran principalmente en sectores donde las soluciones de descarbonización aún no están maduras o tienen un costo elevado, como el transporte pesado, la aviación, el transporte marítimo y las industrias intensivas en energía. La diferencia en las trayectorias de las emisiones totales entre el APS y el STEPS es significativa, ya que en el STEPS las emisiones totales se mantienen por encima del nivel actual y alcanzan alrededor de 115 Mt CO<sub>2</sub> para 2050. En el Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE), en el que el sector energético alcanza emisiones netas cero sin recurrir a compensaciones, los sectores de difícil captura se descarbonizan aún más y aumenta el nivel de ambición de ahorros de eficiencia, lo que da lugar a unas emisiones totales de alrededor de 7 Mt de CO<sub>2</sub> para 2050.

La reducción de las emisiones de metano es una parte integral para alcanzar el objetivo nacional de emisiones netas cero de GEI y para la participación de Colombia en el Compromiso Global sobre el Metano. El sector energético colombiano emitió alrededor de 1 Mt de emisiones de metano en 2024 (equivalente a casi 30 Mt CO<sub>2</sub>-eq en un periodo de 100 años). Aproximadamente la mitad de estas emisiones procedía de minas de carbón, el 40% de las instalaciones petroleras y de gas, y el 10% restante del uso final, por ejemplo el transporte y aplicaciones estacionarias como las cocinas. Las emisiones de metano

relacionadas con la energía disminuyen alrededor del 75% hasta 2035 y un 90% para 2050. El descenso en la producción de carbón desempeña un papel principal en la reducción de las emisiones de metano procedentes del carbón, mientras que la implementación de regulaciones nacionales y de las mejores prácticas industriales es clave para lograr las reducciones en el sector del petróleo y el gas.

**Tabla 2.1 ▶ Hitos clave por sector en Colombia en el APS, 2030-2050**

Año	Sector	Hito	Referencia (2024)
2030	Cocción limpia	<ul style="list-style-type: none"> <li>4,2 millones de personas obtienen acceso, alcanzando el acceso universal</li> <li>La inversión en soluciones de cocción limpia alcanza los 38 millones de USD anuales</li> </ul>	1,1 millones de personas desde 2018
	Inversión	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las finanzas públicas internacionales promedian 0,8 mil millones de USD al año en los próximos cinco años para movilizar capital privado</li> </ul>	0,1 mil millones de USD
2035	Generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las energías renovables superan el 90% de la generación total de electricidad</li> </ul>	64%
		<ul style="list-style-type: none"> <li>La capacidad de la energía solar fotovoltaica supera los 30 gigavatios (GW)</li> </ul>	2 GW
	Transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las ventas de vehículos eléctricos superan el 80% de las ventas de vehículos</li> </ul>	1%
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Los combustibles de aviación sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés) representan el 4% de la demanda de aviación</li> </ul>	0%
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Los combustibles no fósiles alcanzan el 20% de la demanda de transporte</li> </ul>	7%
	Edificaciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>Casi el 50% de las cocinas vendidas son eléctricas</li> </ul>	< 5%
		<ul style="list-style-type: none"> <li>La mitad de las ventas de electrodomésticos corresponden a la mejor tecnología disponible</li> </ul>	10%
		<ul style="list-style-type: none"> <li>La eficiencia energética de las ventas de aires acondicionados mejora en un 4% anual adicional a partir de 2024</li> </ul>	4% desde 2015
	Industria	<ul style="list-style-type: none"> <li>La relación clínker-cemento alcanza 0,66</li> </ul>	0,75
		<ul style="list-style-type: none"> <li>La tasa de electrificación es del 31% para el total de la industria y del 39% para las industrias no intensivas en energía</li> </ul>	22% y 27%
Inversión	<ul style="list-style-type: none"> <li>La inversión en energía limpia alcanza casi los 18 000 millones de USD</li> </ul>	3,4 mil millones de USD	
Transición Justa	<ul style="list-style-type: none"> <li>La expansión de tecnologías de bajas emisiones crea 85 000 empleos</li> </ul>		
2040	Total	<ul style="list-style-type: none"> <li>La cuota de combustibles fósiles en la demanda total se reduce al 33%</li> </ul>	70%
	Generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>La generación con carbón se elimina completamente</li> </ul>	11 TWh
	Industria	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las bombas de calor representan alrededor del 10% de la demanda de calor por debajo de 200°C en industrias no intensivas en energía</li> </ul>	0%

*Continuación de la siguiente página...*

**Tabla 2.1 ▶ Hiños clave por sector en Colombia en el APS, 2030-2050**  
(continuación...)

Año	Sector	Hito	Referencia (2024)
2045	Generación eléctrica	• La generación con gas natural disminuye un 75% respecto a los niveles de 2024	17 TWh
2050	Total	• La cuota de combustibles fósiles en la demanda total se reduce a menos del 10%	70%
	Generación eléctrica	• La capacidad instalada de la energía solar fotovoltaica alcanza los 69 GW • La capacidad instalada eólica alcanza los 25 GW	2 GW 0,1 GW
	Transporte	• Prácticamente todos los vehículos vendidos son eléctricos • Al menos 200 000 puntos de carga públicos para vehículos eléctricos • Los SAF representan el 19% de la demanda total de aviación • Los combustibles no fósiles representan el 75% de la demanda de transporte	1% 1 100 0% 7%
	Edificaciones	• Todas las edificaciones nuevas están preparadas para operar con cero emisiones netas de carbono	20%
	Industria	• 5,4 Mt CO <sub>2</sub> capturados y almacenados, de los cuales 4,9 Mt proceden de la producción de cemento • La relación clínker-cemento alcanza 0,57 • Las bombas de calor contribuyen con casi un 15% de la demanda de calor por debajo de 200 °C en industrias no intensivas en energía • La tasa total de electrificación de la industria alcanza el 56%	0 Mt CO <sub>2</sub> 0,75 0% 22%
	Inversión	• La inversión en energía limpia alcanza casi los 20 000 millones de dólares	3,4 mil millones de USD

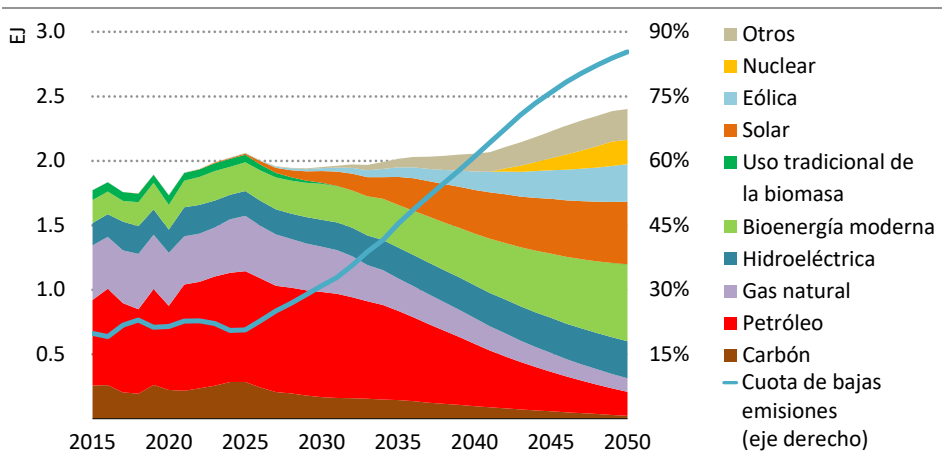
### 2.2.2 Demanda total de energía

La demanda total de energía está influida por dinámicas opuestas en el APS. El aumento de la población y de la actividad económica impulsa una mayor demanda, mientras que la integración de renovables, mejoras de eficiencia y la electrificación reducen la demanda de combustibles, lo que lleva a que la demanda se mantenga en niveles similares hasta 2035 (Figura 2.4). Después de 2035, la producción de hidrógeno aumenta, compensando mayores eficiencias en otras partes del sistema y provocando un incremento del 20% de la demanda para 2050 en comparación con 2035.

La demanda de todos los combustibles fósiles, que actualmente lideran la demanda energética total en Colombia, disminuye inmediatamente (carbón y gas natural) o hacia finales de esta década (petróleo), lo que reduce la cuota de combustibles fósiles en el APS. A medida que las energías renovables en el sector energético y la electrificación industrial sustituyen la demanda de gas natural y carbón, la proporción de combustibles de bajas emisiones supera a la de combustibles fósiles alrededor de 2038 y, para 2050, los

combustibles fósiles representan menos del 13% de la demanda total de energía. La demanda de petróleo, actualmente el combustible más consumido, con 390 mil barriles diarios (kb/d) y utilizado principalmente en el sector del transporte, comienza a disminuir moderadamente hasta 340 kb/d en 2035 y luego cae de forma significativa hasta unos 90 kb/d en 2050, a medida que se acelera el despliegue de los VE. Sin embargo, el petróleo sigue siendo el principal combustible fósil en 2050, ya que algunos usos en el transporte de carga pesada, la aviación, el transporte marítimo y como materia prima en procesos industriales son más difíciles de sustituir.

**Figura 2.4 ▶ Demanda total de energía y cuota de combustibles de bajas emisiones en Colombia en el APS, 2015-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Colombia aumenta significativamente la participación de combustibles de bajas emisiones para alcanzar su objetivo de emisiones netas cero al 2050, sustituyendo principalmente los combustibles fósiles por renovables*

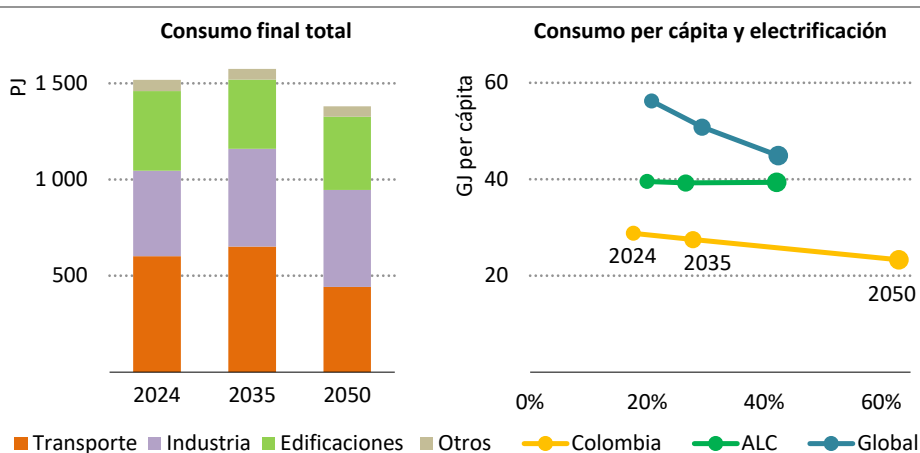
Notas: EJ = exajoules. Otros incluyen la geotermia y residuos.

En el ámbito de las renovables, la energía solar fotovoltaica y la eólica impulsan la sustitución de combustibles fósiles, tanto en el sector eléctrico como mediante la electrificación de los usos finales. Ambas tecnologías juntas alcanzan una cuota del 14% de la demanda total en 2035, que aumenta al 32% en 2050. La demanda de energía hidroeléctrica y de bioenergía, que actualmente representan algo más del 20% del suministro energético total, solo crece gradualmente y mantiene una cuota similar hasta 2050. El uso tradicional restante de biomasa se elimina a medida que Colombia alcanza el acceso universal a soluciones de cocción limpia para 2030.

## 2.3 Sendas para sectores de consumo de energía final

El consumo final total aumenta alrededor de un 4% hasta 2035 en el APS. La demanda aumenta en el sector del transporte, impulsada por el crecimiento de la población y una mayor movilidad, y en el sector industrial debido al crecimiento de la manufactura. En el sector de edificaciones, alcanzar el acceso universal a soluciones de cocción limpia conduce a la sustitución del uso tradicional de biomasa por combustibles más eficientes y, por tanto, a una disminución de la demanda (Figura 2.5). Después de 2035, los ahorros de eficiencia y de materiales en el sector industrial compensan el aumento de la producción, y las ganancias de eficiencia derivadas de la electrificación en el sector del transporte reducen significativamente la demanda. Solo el sector de edificaciones experimenta un aumento de la demanda, impulsado principalmente por una mayor adquisición de aires acondicionados.

**Figura 2.5** ▶ Consumo final total por sector y consumo per cápita en comparación con la electrificación en Colombia y regiones seleccionadas en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*El crecimiento demográfico y económico aumenta el consumo final hasta 2035, cuando la rápida electrificación y las mejoras adicionales en eficiencia se aceleran y compensan el crecimiento de la actividad*

Notas: PJ = petajulios; GJ = gigajulios; ALC = América Latina y el Caribe. Los resultados del APS para otras regiones se basan en *el WEO-2024*.

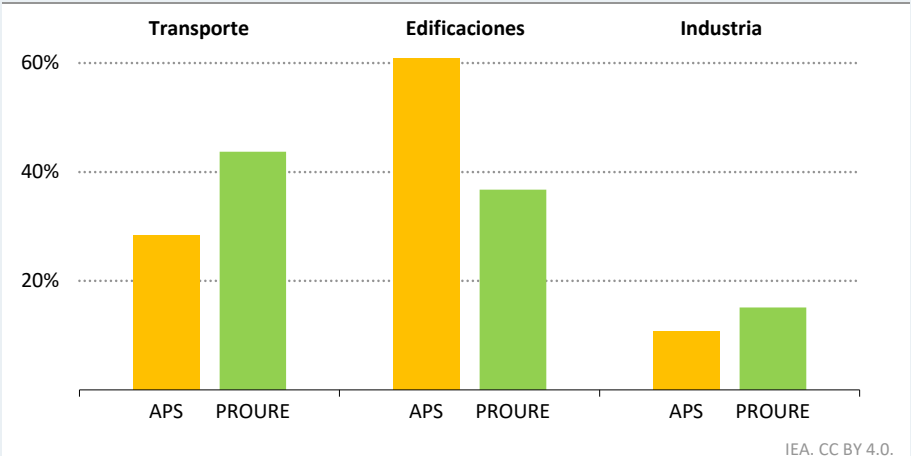
Colombia sigue siendo un país con un consumo final per cápita estructuralmente bajo, ya que la propiedad de vehículos de dos y tres ruedas, menos intensivos en combustible, es mayor que la de los carros para desplazarse en las ciudades, la calefacción de espacios no es ampliamente necesaria y el sector industrial está liderado por industrias ligeras. Estos factores facilitan la electrificación del consumo energético de Colombia. Aunque el nivel actual de electrificación en Colombia se sitúa ligeramente por debajo del promedio de ALC y

del promedio mundial, supera el 60% en 2050, frente a alrededor del 40% a nivel global y en ALC. La electrificación de los sectores de uso final supone un ahorro energético significativo per cápita, ya que soluciones como los vehículos eléctricos y las bombas de calor industriales consumen menos energía que las tecnologías convencionales (Cuadro 2.1).

**Cuadro 2.1 ▶ Eficiencia energética en Colombia: Oportunidades a través del plan nacional PAI PROURE**

Las medidas de eficiencia energética son una forma importante de mitigación en todos los sectores de uso final en el camino hacia las emisiones netas cero, especialmente en un país con un crecimiento demográfico y económico tan significativo como Colombia. Reducen la necesidad de contar con un suministro adicional de energía, reducen los costos operativos para los usuarios finales (a menudo con periodos de recuperación cortos para una inversión inicial ligeramente mayor) y aumentan la seguridad energética. Colombia ya ha publicado una estrategia nacional de eficiencia energética bajo el nombre PAI PROURE (Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía), adoptada mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía en 2022. El plan incluye medidas integrales en los sectores de transporte, edificaciones e industria, con un calendario de 2022 a 2030.

**Figura 2.6 ▶ Contribución al ahorro de energía por eficiencia energética por sector en el APS en comparación con la actualidad y en PAI PROURE en comparación con un escenario de referencia, 2030**



*Las mejoras de eficiencia en las edificaciones son más pronunciadas en el APS que en PROURE, que depende más de las ganancias de eficiencia derivadas del despliegue de vehículos eléctricos*

Fuente: Análisis de la AIE basado en MME (2021).

Las medidas propuestas reducen el consumo en un promedio de alrededor de 190 petajulios (PJ) al año hasta 2030 frente a un escenario de *business-as-usual*. La tasa anual de crecimiento del consumo energético se reduce del 2,4% al 0,4%, evitando en promedio alrededor de 9,5 Mt de CO<sub>2</sub> al año. Bajo las medidas implementadas, alrededor del 40% de la energía se ahorra en el sector del transporte (Figura 2.6), principalmente a través de los vehículos eléctricos; un 40% adicional se ahorra en edificaciones, principalmente mediante la sustitución del uso de leña, refrigeradores más eficientes y el uso de iluminación LED, y un 15% adicional en la industria mediante equipos más eficientes, recuperación de calor residual y sistemas de gestión energética (MME, 2022).

En el APS, los ahorros de eficiencia energética dan lugar, en promedio, a alrededor de 90 PJ de consumo de energía evitado en todos los sectores hasta 2030 en comparación con los niveles actuales, más que la demanda anual actual de energía de los vehículos de dos y tres ruedas en Colombia. La mayoría de estos ahorros se encuentran en el sector de edificaciones, donde la sustitución de la leña para cocinar y las mejoras en la eficiencia de los electrodomésticos, tras el compromiso en el marco de la iniciativa *Super-Efficient Equipment and Deployment* (SEAD, por sus siglas en inglés), contribuyen en mayor medida a los ahorros (CEM, 2021). En el sector del transporte, que es el segundo más importante en términos de ahorro, tres cuartas partes del ahorro total hasta 2030 provienen de los vehículos eléctricos. El sector industrial contribuye con alrededor del 10% de los ahorros, por ejemplo, mediante un aumento en la eficiencia de los motores, calderas más eficientes y sistemas de gestión energética, para los cuales la norma existente ISO 50100 proporciona un buen marco, actualmente adoptado por pocas plantas. El potencial de eficiencia energética es aún mayor, dado que alcanza en promedio 115 PJ cada año hasta 2030 en el escenario de NZE en comparación con la actualidad.

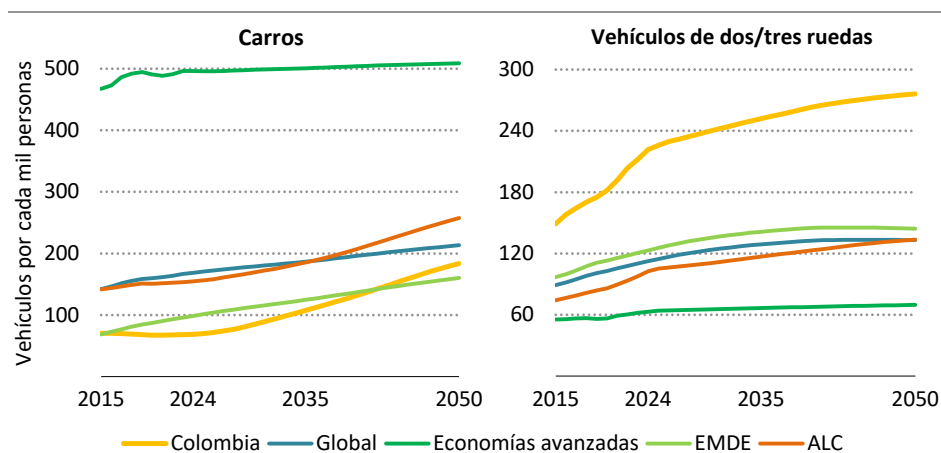
PAI PROURE requiere una inversión significativa, que es más rentable en el sector de edificaciones. De la inversión prevista de aproximadamente 40 millones de USD, el 55% se destinaría al transporte, el 25% a edificaciones y el 11% a la industria. La ejecución eficiente del programa PROURE constituye una palanca importante para la vía de emisiones netas cero de Colombia. En el APS, el consumo final de energía crece alrededor de un 0,6% anual hasta 2030, lo que se aproxima a los resultados previstos por el programa. Para fines de seguimiento y para el intercambio de mejores prácticas en los diferentes sectores, sería útil realizar actualizaciones periódicas sobre el progreso del programa. Más allá de 2030, se deben acelerar los esfuerzos de eficiencia en el APS, lo que lleva a un estancamiento de la demanda hasta 2035 y a una disminución de la demanda (una disminución de alrededor del 0,9% anual en el APS) para el periodo 2035-2050.

### 2.3.1 Transporte

El sector del transporte de Colombia desempeña un papel clave en la trayectoria de descarbonización. Actualmente representa cerca del 40% del consumo final total y de las emisiones de CO<sub>2</sub>, con una alta dependencia del petróleo, que satisface al 90% de la demanda del sector. Aunque alrededor del 10% de la demanda de transporte se cubre con biocombustibles (7%) y gas natural (3%), la electricidad sigue teniendo un papel marginal, pese a su crecimiento constante en los últimos años, lo que refleja la limitada proporción de VE y la ausencia de trenes eléctricos en Colombia.

Colombia tiene una de las tasas de propiedad de vehículos de dos y tres ruedas más altas del mundo, reflejo de su elevado nivel de urbanización y de diversos factores socioeconómicos. Casi una de cada cinco personas posee un vehículo de dos o tres ruedas, mientras que la tasa de propiedad de carros es inferior a una de cada diez, lo que hace que los vehículos de dos o tres ruedas representen el 70% de todo el parque automotor en 2024 (Figura 2.7). Su popularidad obedece a su mayor asequibilidad, menor consumo de combustible, facilidad para circular por vías congestionadas y la insuficiencia del transporte público. No obstante, la propiedad de carros aumenta significativamente en el APS, más que duplicándose para 2050 respecto de los niveles actuales y situando a Colombia más cerca del promedio mundial.

**Figura 2.7** ▶ Propiedad de carros y vehículos de dos/tres ruedas en Colombia y otras regiones en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La propiedad de carros en Colombia más que se duplica hacia 2050 comparada con los niveles actuales, pero los vehículos de dos o tres ruedas siguen siendo un medio de transporte popular*

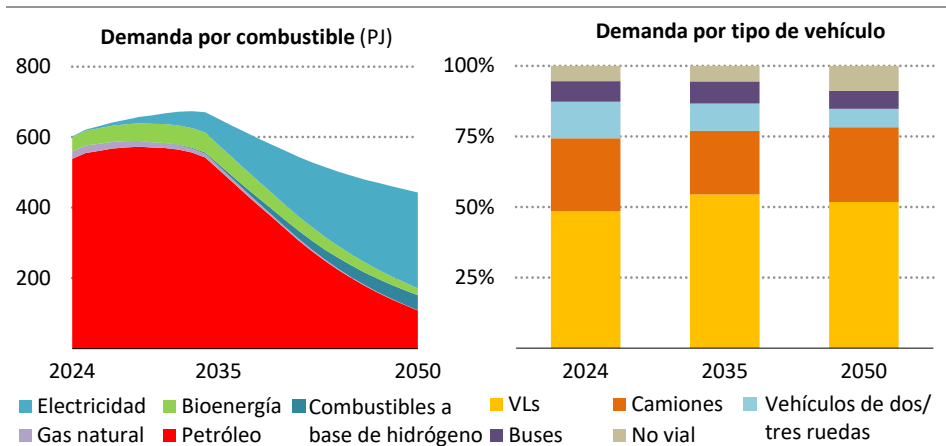
Nota: EMDE = mercados emergentes y las economías en desarrollo.

El tipo de carros nuevos que se introducen en Colombia está determinado por el mercado mundial, ya que las ventas dependen en gran medida de las importaciones. En 2024, los

carros fueron el segundo producto más importado del país, con un valor aproximado de USD 2.800, procedentes principalmente de Brasil, México, la República Popular China (en adelante, China) y Corea del Sur. Las importaciones de vehículos de pasajeros procedentes de China más que se triplicaron en los últimos cinco años, y las unidades chinas representaron más del 73% de las ventas de VE en 2024, frente al 52% de 2023 (Sinoimex, 2025; IEA, 2025b).

El aumento de la propiedad de vehículos y la creciente actividad de autobuses impulsan una mayor demanda energética en el sector transporte a mediano plazo, un 8% superior en 2035 respecto de los niveles actuales. La demanda de petróleo en el transporte alcanza su punto máximo en 2029 y luego disminuye hasta representar el 78% en 2035, a medida que los VE ganan participación en el parque automotor, alcanzando casi uno de cada cuatro vehículos (Figura 2.8). Después de 2035, el despliegue más acelerado de VE provoca una fuerte caída en el uso de petróleo, que baja hasta alrededor del 20% de la demanda del transporte por carretera para 2050, por debajo del promedio de ALC. Dado que Colombia importa diésel, esta reducción también fortalece la seguridad energética a largo plazo. La disminución del parque de motores de combustión reduce igualmente la demanda de bioenergía después de 2035.

**Figura 2.8** ▶ Demanda energética para transporte por tipo de combustible y vehículo en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

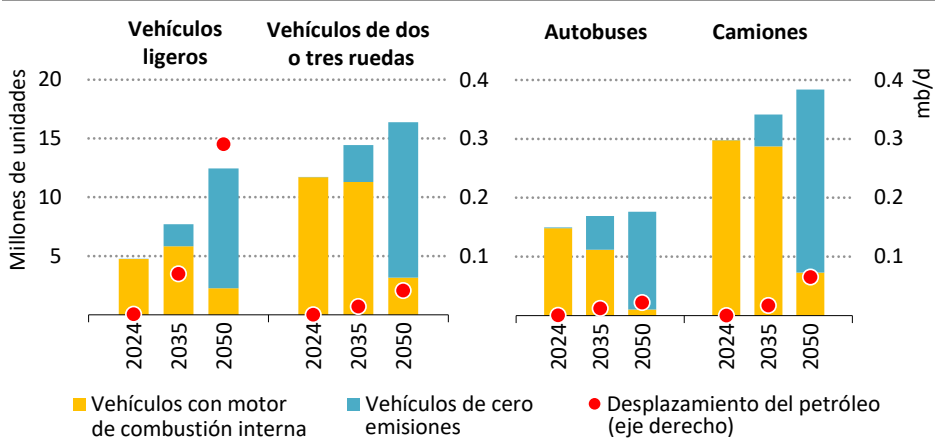
*La electricidad y el hidrógeno impulsan la diversificación de la demanda energética del transporte en Colombia hasta 2050, mientras que el transporte por carretera sigue representando el 90% del transporte total*

Nota: VLS = Vehículos ligeros, que incluyen vehículos ligeros de pasajeros y vehículos comerciales ligeros de carretera.

La electrificación del transporte por carretera es el principal motor de la reducción de la dependencia del petróleo en el sector. Actualmente, el transporte por carretera representa

cerca del 95% del consumo energético del transporte, de los cuales alrededor de un tercio corresponde a los carros, pese a las bajas tasas de propiedad. Para 2035, los vehículos eléctricos con batería (VEB) alcanzarán alrededor del 80% de las ventas de carros nuevos, aumentando a más del 95% en 2050, frente al 6% actual (Figura 2.9). La electrificación también avanzará entre autobuses y camiones, que para 2035 concentrarán más del 40% de la demanda total de electricidad por carretera.

**Figura 2.9** ▶ Participación de la electrificación en el parque de transporte y desplazamiento del petróleo en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*Los carros y los vehículos de dos o tres ruedas lideran la electrificación del transporte por carretera y, para 2050, la electrificación del transporte por carretera desplaza alrededor de 0,4 mb/d de demanda de petróleo*

Nota: mb/d = millones de barriles diarios.

Bogotá ya se destaca a nivel mundial: ha desplegado una de las mayores flotas de autobuses eléctricos de ALC (Cuadro 2.2), un cambio que traslada la demanda energética del petróleo hacia la electricidad (Ciudad de Bogotá, 2022). La mayor eficiencia de los motores eléctricos frente a los de combustión provoca una disminución del 35% en la demanda total de energía del transporte hacia 2050 respecto del pico alcanzado en 2033, aun con el incremento en la tasa de propiedad de vehículos.

La descarbonización del transporte de larga distancia sigue siendo un reto en Colombia. Si bien la electrificación avanza en el segmento de vehículos ligeros, los vehículos pesados utilizados para el transporte interurbano enfrentan mayores barreras debido a la limitada infraestructura de carga y a las dificultades para expandir las redes eléctricas en el terreno montañoso del país. Será esencial una planificación e inversión coordinadas en la expansión de redes y la infraestructura de carga, especialmente a lo largo de los corredores nacionales de transporte de mercancías.

## Cuadro 2.2 ► Flota de autobuses eléctricos urbanos en Bogotá

Bogotá, la capital de Colombia y su ciudad más poblada, con una población de alrededor de 8 millones en 2024, está implementando actualmente ambiciosos planes para electrificar su sistema de autobuses públicos. Desde 2019, Bogotá ha desplegado 1.486 autobuses eléctricos a batería dentro de su Sistema Integrado de Transporte Público (SITP), lo que la convierte en la ciudad con el segundo mayor mercado de autobuses eléctricos en ALC, después de Santiago (ICCT, 2024). Esta flota es mayor que las flotas combinadas de México y Japón en 2024. A finales de 2024, la flota de autobuses eléctricos en la región alcanzó los 6.055 vehículos, con Bogotá y Santiago representando conjuntamente el 65% del total regional.

Las preocupaciones sobre la calidad del aire relacionadas con la congestión crónica han sido los principales impulsores de la transición de Bogotá hacia los autobuses eléctricos. El sistema de metro, largamente retrasado —propuesto por primera vez en la década de 1940 y que ahora está previsto que comience operaciones comerciales en 2028— ha reforzado aún más la dependencia de los autobuses. Para guiar esta transición, la ciudad adoptó la Estrategia de Movilidad de Cero y Bajas Emisiones (2023-2040), que establece el objetivo de contar con una flota TransMilenio 100% de cero o bajas emisiones para 2036.

El progreso hasta la fecha ha sido notable: la red pública de carga para todos los vehículos en Colombia se ha expandido un 60% en los últimos dos años. Aun así, cumplir los objetivos futuros requerirá una inversión sustancial en infraestructura de carga y en la capacidad de la red eléctrica. El apoyo a las instalaciones de carga rápida y de depósito, combinado con la coordinación en planificación energética y las asociaciones público-privadas para infraestructura de carga compartida, podría ayudar a garantizar que las redes de carga sigan el ritmo de la electrificación de flotas.

Para acelerar la transición, Colombia podría considerar un programa sólido de renovación del parque automotor dada la antigüedad de su flota, lo que favorecería la incorporación de vehículos más eficientes, incluidos los VE. Por ejemplo, el programa nacional de retiro de vehículos de Canadá provocó el desmontaje de alrededor de 140 000 unidades, equivalente a cerca del 10% de las ventas anuales de carros del país. De modo similar, la política china de renovación de equipos y recompra de bienes de consumo muestra cómo los incentivos al retiro de vehículos pueden acelerar el reemplazo de vehículos ineficientes, mejorar la eficiencia energética y promover la electrificación, con los VE alcanzando cerca del 50% de las compras de carros nuevos bajo la iniciativa de intercambio de 2024.

Desde la perspectiva de las políticas públicas, el objetivo nacional de contar con 600 000 VE en todos los modos, excepto los de dos o tres ruedas, para 2030 es un factor clave para su despliegue. Alcanzar este objetivo implica que las ventas anuales de VE deben acelerarse significativamente en comparación con los últimos años, creciendo del 7% al 30%, una cuota superior a la actual del Reino Unido. Las matrículas de VE también siguen muy concentradas

en departamentos con ciudades grandes, con un 80% localizado en Bogotá D.C., Antioquia (Medellín) y Valle del Cauca (Cali) a comienzos de 2025 (Fenalco, 2025). Alcanzar el objetivo requiere de una aceleración en las ventas y un despliegue regional más amplio. Actualmente, menos del 1% de la flota de vehículos, excluidos los vehículos de dos o tres ruedas, es eléctrico, pero alcanzar los 600 000 elevaría esta cifra a aproximadamente un 9% para 2030. El despliegue realmente se acelera después de 2030 para encaminarse hacia el objetivo de emisiones netas cero en toda la economía. El aumento de la rentabilidad de los VE también impulsa la adopción después de 2035, con tiempos de recuperación que se reducen a 4 años para 2035 y se acercan a unos 3,5 años para 2050, en comparación con aproximadamente 7 años en la actualidad.

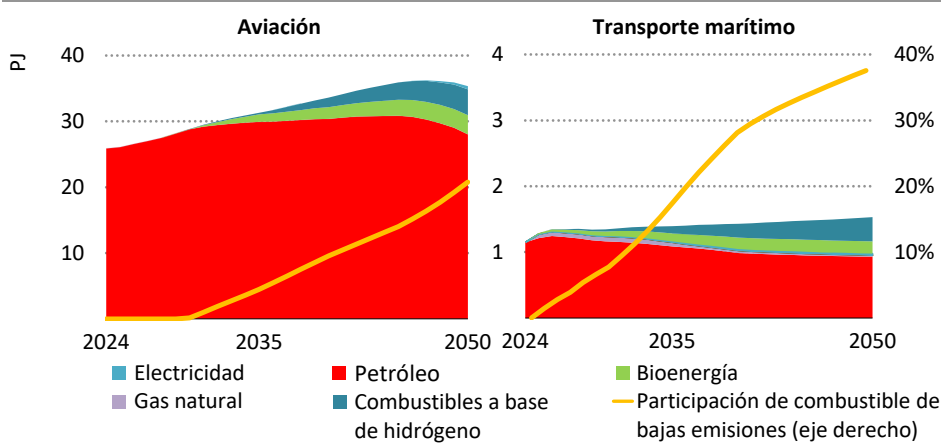
El aumento de la participación de vehículos eléctricos también tiene implicaciones para la infraestructura. La falta de infraestructura de carga ha sido durante mucho tiempo un obstáculo para la expansión de los vehículos eléctricos. Sin embargo, entre 2022 y 2024, la red pública de carga de Colombia creció un 60%, alcanzando 1 100 cargadores públicos en 2024. Cubrir las necesidades de carga de 8,9 millones de VE para 2050 en el APS requiere casi 200 000 puntos de carga públicos, es decir, unos 8 000 adicionales cada año, similar al despliegue de Suecia en 2024.

### *Aviación y transporte marítimo*

Se prevé que la demanda de energía, tanto de la aviación nacional como del transporte marítimo, aumente hacia 2050, aunque la demanda de aviación alcanza su máximo a mediados de la década de 2040, antes de disminuir ligeramente debido a las mejoras en eficiencia. La aviación en Colombia depende actualmente por completo del petróleo. Se prevé que esta dependencia caiga al 80% para 2050, impulsada por la adopción gradual de biocombustibles y combustibles a base de hidrógeno desde finales de la década de 2030 en adelante (Figura 2.10). El transporte marítimo en Colombia también depende en gran medida del petróleo hoy en día, pero existe un impulso más fuerte detrás de la cuota de combustibles de bajas emisiones, que alcanza el 38% para 2050. El hidrógeno y el amoníaco son los combustibles más importantes para sustituir el petróleo, representando casi una cuarta parte de la demanda nacional de energía para transporte marítimo en 2050.

Colombia puede aprovechar su experiencia de décadas en la producción de biodiésel y etanol para atender la creciente demanda nacional y mundial de biocombustibles. El país tiene planes ambiciosos: con su Hoja de Ruta de Combustibles de Aviación Sostenibles (SAF) apunta a producir alrededor de 380 millones de litros de SAF (13 PJ) para 2035 y 1.700 millones de litros (57 PJ) para 2050. Con una demanda interna de SAF proyectada en torno a 1,4 PJ en 2035 y 6,6 PJ en 2050, esta escala de producción posiciona a Colombia como exportador de SAF. En apoyo de esta ambición, Ecopetrol, por ejemplo, ha anunciado una inversión de hasta 700 millones de USD en una planta de producción de SAF, que se espera produzca 6 000 barriles diarios (9 PJ) de SAF para 2030, lo que demuestra un fuerte impulso hacia una aviación más limpia (Reuters, 2025).

**Figura 2.10** ▶ Consumo de energía para la aviación y el transporte marítimo en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*Los biocombustibles cobran cada vez más importancia tanto en la aviación como en el transporte marítimo, ya que ofrecen una de las opciones más viables para descarbonizar estos sectores de difícil descarbonización*

Nota: La figura muestra únicamente la demanda interna de aviación y transporte marítimo.

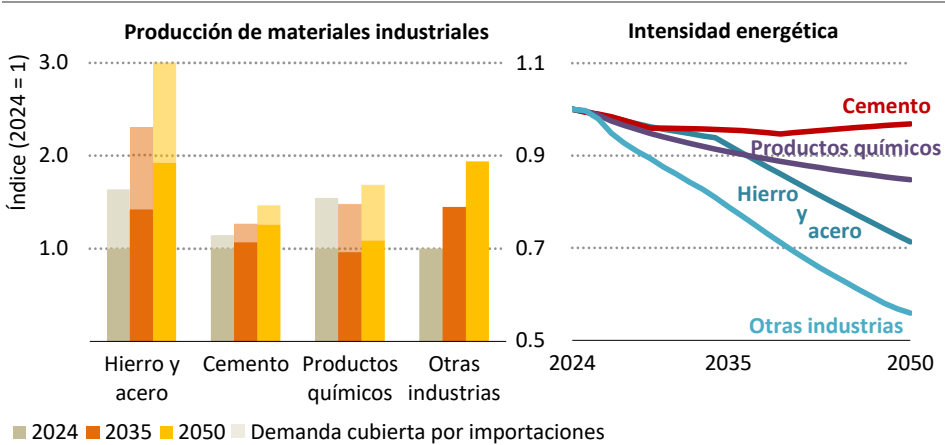
El despliegue de los SAF se ve dificultado por una brecha en el costo de producción en comparación con el queroseno fósil, que cuesta entre tres y siete veces más. Se espera que la disparidad de precios aumente los costos operativos de las aerolíneas y, a su vez, ejerza presión al alza sobre los precios de los tiquetes aéreos. Sin embargo, en el APS el aumento del costo por pasajero de las aerolíneas sigue siendo insignificante, compensado en gran medida por factores como las mejoras continuas en la eficiencia de los aviones y la maduración esperada del mercado de SAF, que debería reducir los altos precios actuales. En Colombia, donde se espera que la cuota de los SAF se mantenga por debajo del 5% para 2035, se proyecta que su impacto en el costo por pasajero será mínimo. Avianca Cargo, The Queen's Flowers y Repsol informaron conjuntamente de su primera operación con SAS bajo el esquema Book & Claim en 2025 (Aerolatinnews, 2025). La producción nacional puede aprovechar el uso de SAF físico para la demanda futura. En última instancia, el despliegue generalizado de SAF sigue dependiendo en gran medida de un fuerte apoyo de las políticas públicas, como los mandatos.

**2.3.2 Industria**

El aumento de la producción industrial en diferentes sectores contribuye significativamente al crecimiento económico de Colombia en los próximos años. La producción crece especialmente en las industrias de hierro y acero y no intensivas en energía, casi duplicándose para 2050 en comparación con los niveles actuales. A pesar de este

crecimiento, Colombia sigue siendo un importador clave de materiales, con aproximadamente el 60% de la demanda nacional de acero y el 20% de la demanda de cemento cubierta por importaciones en 2050 (Figura 2.11).

**Figura 2.11** ▶ Producción de materiales industriales e intensidad energética en relación con los niveles de 2024 en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La producción de acero y la manufactura crecen con mayor rapidez, pero Colombia sigue dependiendo de las importaciones; los ahorros en eficiencia de materiales y energía limitan el impacto del aumento de la producción*

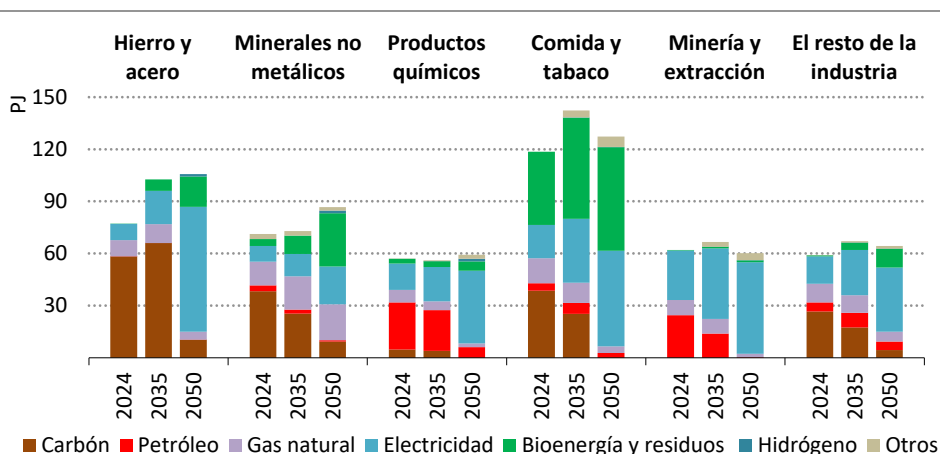
Nota: Otra industria incluye las industrias no intensivas en energía. Su actividad e intensidad energética se calculan utilizando el valor agregado, mientras que en los demás sectores usa la producción física.

Las mejoras en la eficiencia de los materiales pueden ser una medida importante para moderar el aumento de la actividad. Estas reducciones se logran mediante medidas como la ampliación de la vida útil, el aumento del reciclaje y la mejora de las prácticas de diseño en aplicaciones finales. En el APS, las medidas de eficiencia de materiales reducen la demanda de acero en un 11% y la de cemento y productos químicos en un 9%, en comparación con el STEPS para 2050. El progreso en eficiencia energética es otro pilar importante de la descarbonización industrial de Colombia en el APS. Medidas como el plan de acción PROURE ayudan a impulsar mejoras en la eficiencia energética al establecer objetivos de desempeño para la industria, promover el reemplazo de motores, la optimización de la combustión y la recuperación de calor residual. Al implementar estas medidas, la intensidad energética (demanda de energía como porcentaje del valor agregado industrial) mejora un 2% anual hasta 2050 en las industrias no intensivas en energía. Las industrias intensivas en energía también pueden beneficiarse del programa PROURE para acercarse a las mejores tecnologías disponibles, pero la descarbonización también puede dar lugar a mejoras de eficiencia más lentas; por ejemplo, el despliegue de CCUS en el sector del cemento después de 2035 ralentiza las ganancias en intensidad.

### Transición de la matriz de combustibles hacia fuentes más limpias

El aumento de la producción impulsa la demanda de energía de la industria, que se proyecta que crezca de forma continua desde unos 445 PJ en la actualidad hasta 508 PJ para 2035 y 503 PJ para 2050. A mediados de siglo, se espera que la electricidad sea la principal fuente de energía para el sector industrial colombiano, representando el 56% de la demanda de energía y desplazando volúmenes significativos de carbón y petróleo (Figura 2.12). La electricidad es seguida por la biomasa, que representa el 25% de la demanda total de energía de la industria en 2050, y el gas natural, con un 8%. La demanda de energía disminuye sobre todo en el sector minero, principalmente debido a la menor producción de carbón, mientras que las industrias de alimentos, acero y cemento siguen siendo importantes.

**Figura 2.12** ▶ Demanda energética en la industria por combustible y subsector en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La electricidad y la biomasa moderna desplazan al carbón y al petróleo, pero el consumo de gas natural se mantiene resiliente, especialmente para aplicaciones a mayor temperatura*

El consumo de carbón en la industria disminuye en todos los sectores. Impulsada por el despliegue de tecnologías de bajas emisiones, la demanda de carbón cae de unos 165 PJ en 2024 a unos 24 PJ en 2050. Por ejemplo, en el sector del hierro y el acero, actualmente el subsector industrial con mayor intensidad de uso de carbón, los procesos auxiliares están cada vez más electrificados y la cuota de hornos de arco eléctrico basados en chatarra aumenta ligeramente, a pesar de un nivel ya elevado de alrededor del 85% de todos los insumos metálicos actuales. Para 2050, la electricidad sustituye más carbón a medida que la producción restante de acero a base de hierro se traslada a hierro reducido directa a base de hidrógeno, dado el atractivo potencial de hidrógeno de bajas emisiones de Colombia.

La demanda de gas natural en el sector industrial se mantiene constante de 2024 a 2035 en el APS, antes de disminuir de unos 65 PJ en 2035 a 40 PJ en 2050. La demanda de gas natural cae más lentamente que el consumo de petróleo o carbón porque industrias intensivas en energía, como la del cemento, pasan del carbón al gas natural como medida de reducción de emisiones a corto plazo para satisfacer la demanda de calor a altas temperaturas. La cuota de gas natural en la producción de cemento aumenta del 19% al 25% para 2035, reduciendo el uso de carbón en un tercio. La cuota del gas natural se mantiene constante hasta 2050, a medida que otras opciones de descarbonización, como la sustitución de clínker, CCUS y silicatos, se vuelven más viables.

La biomasa se ha utilizado durante mucho tiempo en industrias ligeras, pero históricamente no ha desempeñado un papel significativo en los sectores más intensivos en energía. Sin embargo, en el APS la demanda pasa de 50 PJ en 2024 a casi 125 PJ para 2050, abarcando tanto industrias intensivas como no intensivas en energía. En las industrias no intensivas en energía, el uso de biomasa proviene principalmente de la quema de residuos agrícolas para el calor de proceso y cogeneración. De cara al futuro, se espera que se utilice cada vez más en la producción de cemento para calefacción en hornos y en el hierro y el acero para procesos de precalentamiento y secado, sirviendo como sustituto parcial del carbón.

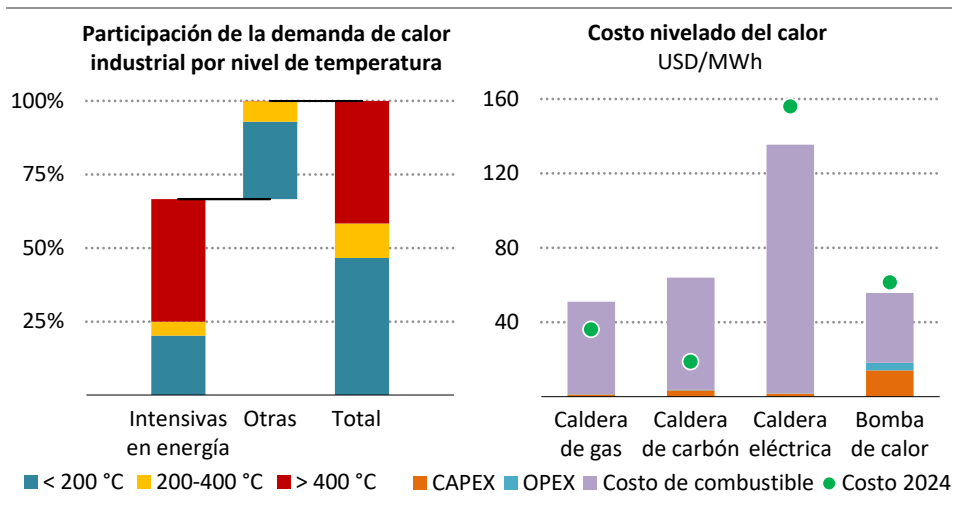
### *Cambio de procesos de baja temperatura del gas natural a la electricidad*

La cuota de electricidad en la demanda de energía industrial aumenta del 22% en 2024 al 56% en el APS al 2050. Este crecimiento está impulsado por un mayor despliegue de calderas eléctricas y bombas de calor, especialmente en aplicaciones de baja y media temperatura. La proporción del consumo eléctrico en las industrias no intensivas en energía, donde casi el 80% de la demanda de calor está por debajo de 200°C, impulsa este aumento, pasando del 27% en 2024 al 60% en 2050, un nivel similar al que se observa hoy en China, Japón y Corea. La industria alimentaria, que actualmente depende de alrededor de la mitad de sus necesidades energéticas de combustibles fósiles, es especialmente adecuada para el despliegue de bombas de calor. Los procesos a menudo requieren calefacción a temperaturas precisas y refrigeración al mismo tiempo, y generan calor residual que puede utilizarse para mejorar el coeficiente de rendimiento de las bombas de calor. A medida que suben los precios del gas para uso industrial —debido a una mayor dependencia de las importaciones y reflejando en parte el aumento del precio del carbono en Colombia— y a medida que la tecnología de bombas de calor madura, se espera que las bombas de calor alcancen casi la paridad con las calderas de gas sobre una base de costos nivelados para 2030 (Figura 2.13), creando una gran oportunidad para acelerar la electrificación del sector industrial colombiano.

Los incentivos existentes para la eficiencia energética, como los previstos en la Ley 2099 de 2021 (Función Pública, 2021), podrían apoyar esta transición al permitir a las empresas deducir hasta el 50% de sus inversiones del impuesto sobre la renta, mejorando la competitividad de las bombas de calor. Sin embargo, la adopción generalizada sigue enfrentando obstáculos, ya que las bombas de calor requieren costos de capital iniciales

significativamente mayores y pueden afectar la configuración de la planta. Las subvenciones y el desarrollo de capacidades pueden ayudar a amortiguar los altos costos de inversión y aumentar el grado de conocimiento sobre la tecnología.

**Figura 2.13** ▶ Participación de la demanda de calor industrial por nivel de temperatura en 2024 y costo nivelado del calor en Colombia, 2030



IEA. CC BY 4.0.

*Aproximadamente el 45% de la demanda de calor está por debajo de 200 °C, lo que pone de manifiesto el potencial de las bombas de calor eléctricas, que pueden ser competitivas en costos en 2030 en el APS*

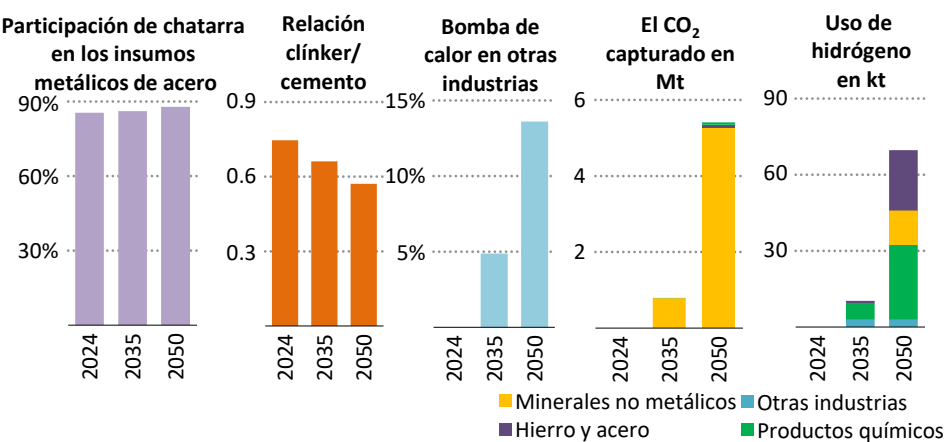
Notas: MWh = megavatio hora. Los costos de las bombas de calor se refieren a bombas de calor de fuente ambiente. CAPEX, OPEX y costos de combustible corresponden a las estimaciones para 2030 del APS. Se asume que la bomba de calor tiene un coeficiente de rendimiento de 3,5.

Las industrias intensivas en energía dependen en mayor medida del calor a altas temperaturas para impulsar los procesos productivos. Por lo tanto, la electrificación en este sector aumenta solo marginalmente, pasando del 17% actual al 23% para 2035. Un ejemplo es la electrificación de los procesos de desulpado, secado y acabado en el sector de la pasta y el papel, tradicionalmente dependiente del calor generado a partir de combustibles fósiles. A medida que las nuevas tecnologías maduran y se vuelven más competitivas en costos, la cuota de la electricidad en industrias intensivas en energía aumenta de forma significativa, superando el 50% en 2050, impulsada en parte por la producción de hierro y amoníaco basada en hidrógeno electrolítico.

La heterogeneidad del sector industrial requiere diferentes medidas de descarbonización. En el sector del hierro y el acero, la cuota de chatarra en los insumos metálicos sigue aumentando ligeramente, del 85% al 88% para 2050, reduciendo la necesidad de una

producción de hierro intensiva en energía (Figura 2.14). En el sector del cemento, se logran proporciones de clínker más bajas mediante un mayor uso de materiales suplementarios como la piedra caliza y la arcilla calcinada, que reducen la intensidad de combustibles fósiles. Las bombas de calor se utilizan principalmente en industrias no intensivas en energía, que tienen mayor potencial debido a temperaturas de proceso más bajas, alcanzando una cuota del 14% en 2050. También existe el potencial para electrificar procesos en industrias intensivas en energía como las de productos químicos y papel.

**Figura 2.14** ▶ **Hitos industriales y despliegue de tecnologías limpias en Colombia en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La descarbonización está impulsada por el aumento de la producción de metales secundarios, el menor uso de clínker, la electrificación y el despliegue moderado de CCUS e hidrógeno*

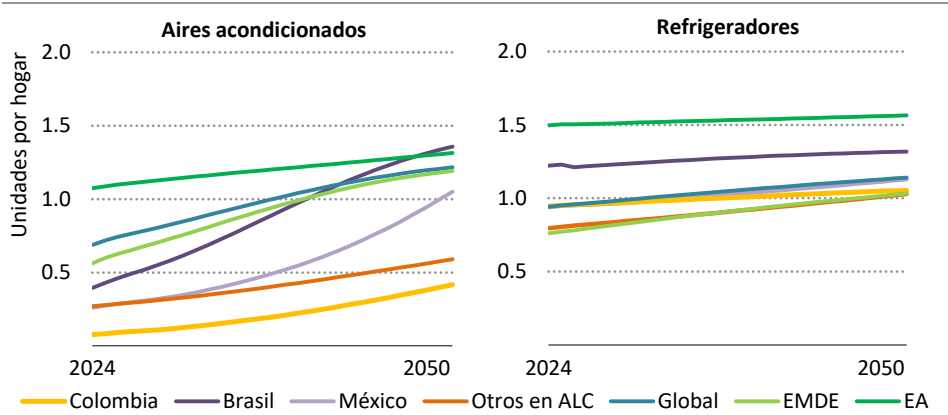
Notas: Mt = millones de toneladas; kt = mil toneladas. "Bomba de calor en otras industrias" se refiere a la demanda total de calor por debajo de 200 °C suministrada por bombas de calor en industrias no intensivas en energía.

Aunque se produce una descarbonización significativa, el despliegue de tecnologías bajas en carbono como el CCUS y el hidrógeno sigue siendo limitado en la transición energética de Colombia. Para 2050, solo se capturan alrededor de 5 Mt de CO<sub>2</sub> en la industria, aproximadamente la mitad de la capacidad de CCUS de Brasil en todos los sectores en la actualidad. El uso de hidrógeno en la industria alcanza unas 70 kt, principalmente en reducción directa de hierro y en la producción de amoníaco electrolítico. Una forma de acelerar el despliegue de estas tecnologías intensivas en capital es mediante alianzas con organizaciones internacionales de desarrollo que puedan proporcionar cooperación técnica, financiación y experiencia para el desarrollo sostenible. Esta colaboración puede ayudar a los países a impulsar proyectos piloto de hidrógeno y CCUS, desarrollar polos industriales y aprovechar la experiencia global para ampliar estas tecnologías.

### 2.3.3 Edificaciones

Impulsada por el crecimiento de la población y los ingresos, la superficie residencial colombiana está prevista para crecer de 1 200 millones de metros cuadrados a casi 2 000 millones para 2050. A medida que aumenta el poder adquisitivo de los hogares, los colombianos se benefician de una mayor disponibilidad de tecnologías energéticas en las edificaciones, especialmente calentadores de agua, aires acondicionados y otros electrodomésticos. Para varios electrodomésticos, como refrigeradores y lavadoras, las tasas de propiedad en Colombia ya son relativamente altas y el crecimiento adicional es limitado. Sin embargo, la adquisición de aires acondicionados sigue siendo baja y se espera que aumente más rápido en Colombia que en cualquier otro país importante de ALC (Figura 2.15). Hoy en día, la tasa promedio de adquisición de aire acondicionado por hogar colombiano es inferior al 10%, frente a alrededor del 40% en los países de ALC. Aunque una gran parte de la población se concentra en zonas más frías a mayor altitud, el 60% reside en departamentos más cálidos con necesidades de refrigeración considerables. Al mismo tiempo, el clima de Colombia está cambiando: las olas de calor se vuelven más frecuentes y los días anuales de grado de enfriamiento —un indicador de cuán altas son las temperaturas medias diarias— aumentarán en un 20% hacia mediados de siglo.

**Figura 2.15** ▶ Adquisición de aires acondicionados y refrigeradores por países y regiones seleccionados en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*Se espera que la adquisición de aires acondicionados aumente más rápido en Colombia que el promedio de ALC, pero las zonas de clima templado en algunas partes del país limitan los niveles de propiedad*

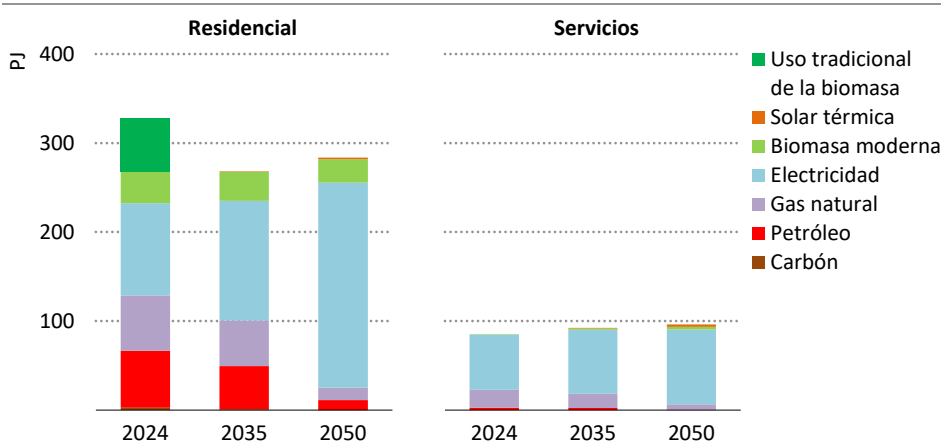
Nota: EMDE = mercados emergentes y las economías en desarrollo; EA = economías avanzadas.

A pesar del fuerte crecimiento en la propiedad de electrodomésticos, la demanda de energía del sector de edificaciones disminuye en los próximos años en el APS. El principal factor determinante es lograr el acceso universal a soluciones de cocción limpia para 2030, en línea

con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de la ONU (ver el Capítulo 3, Sección 3.2). Más de cuatro millones de personas están a punto de sustituir la leña utilizada para cocinar, así como para calentar agua y espacios, por soluciones más eficientes y menos contaminantes. A lo largo de la próxima década, la disminución del uso tradicional de biomasa provoca una reducción global del consumo de energía, que pasa de 414 PJ a 360 PJ, a pesar de un aumento del 25% en el consumo de electricidad durante este período.

Después de 2035, el consumo de energía aumenta hasta 380 PJ para 2050, impulsado por un mayor uso de aire acondicionado y electrodomésticos, que supera las mejoras en la eficiencia de los equipos. En el APS, la electricidad representa el 80% de la matriz de combustibles en 2050, frente al 40% actual (Figura 2.16). Los estrictos requisitos de eficiencia para los electrodomésticos garantizan la disponibilidad de la electricidad necesaria para la electrificación acelerada de usos finales como la cocción y el agua caliente sanitaria en el sector residencial. En el sector servicios, la tasa de electrificación ya se sitúa en torno al 70% en la actualidad y alcanza el 90% a mediados de siglo.

**Figura 2.16** ▶ **Demanda energética en edificaciones por combustible y sector en Colombia en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

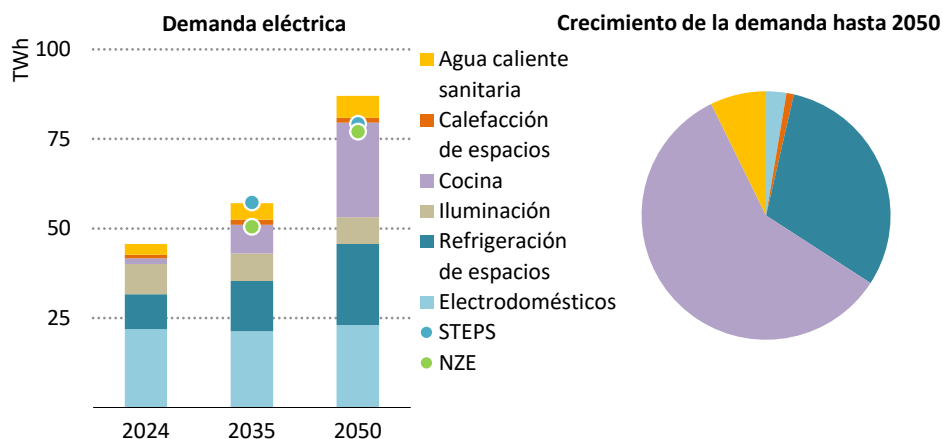
*La cuota de electricidad en la matriz de combustibles se duplica del 40% al 80% al 2050. Se logra el acceso universal a la electricidad y a la cocción limpia en esta década*

*El crecimiento de la demanda eléctrica está determinado por las soluciones de cocción y la refrigeración*

En el APS, la electrificación de las soluciones de cocción representa la mayor parte del crecimiento de la demanda eléctrica en el sector de edificaciones hasta 2050 (Figura 2.17). La mayoría de las estufas que se venden actualmente en Colombia funcionan con combustibles fósiles, especialmente gas natural y GLP. Aunque existen medidas gubernamentales para subvencionar la compra de estufas eficientes, estas impulsan

principalmente las ventas de estufas de gas natural y GLP, gracias a los costos operativos mucho más bajos del uso de combustibles fósiles en comparación con la electricidad. La mayor eficiencia de las cocinas eléctricas se ve contrarrestada por el impacto de los precios de la electricidad, que son tres veces superiores a los del gas natural.

**Figura 2.17** ▶ Demanda eléctrica en edificaciones por uso final en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*En el APS, la electrificación de las cocinas representa la mayor parte del crecimiento de la demanda eléctrica hasta 2050, mientras que las ganancias de eficiencia frenan el aumento de la demanda de refrigeración y de electrodomésticos*

En el APS, la cuota de mercado de las cocinas de combustibles fósiles se reduce del 80% actual al 20% en 2050, mientras que la cuota de cocinas eléctricas aumenta hasta casi el 70% del total. El impacto climático del uso restante de gas se mitiga aún más gracias a una tasa de mezcla de biometano que alcanza el 35%. Alcanzar una tasa de electrificación de las cocinas del 70% situaría a Colombia a la par con los niveles actuales de Sudáfrica, Australia y Canadá. En el escenario de Emisiones Netas Cero (NZE), las tecnologías de combustibles fósiles para cocinar se eliminan más rápidamente, lo que reduce las emisiones directas del sector de edificaciones en 1,1 Mt de CO<sub>2</sub> adicionales en 2050 en comparación con el APS. Los avances en otros países de ALC muestran que las reformas de los programas de subvenciones para incentivar la adopción de cocinas eléctricas en zonas con conexión fiable a la red pueden ser eficaces. Países como Costa Rica, Ecuador y Paraguay han registrado un fuerte aumento en la venta de cocinas eléctricas tras dichas reformas, lo que demuestra que su adopción generalizada sigue estando al alcance de Colombia, especialmente dado el amplio alcance de su marco existente de subvenciones a los combustibles domésticos.

A pesar de una electrificación más rápida en el Escenario de Emisiones Netas Cero (NZE), unas mayores ganancias de eficiencia garantizan que el crecimiento de la demanda eléctrica

sea más limitado en comparación con el APS. En el NZE, las mejores tecnologías disponibles (BAT, por sus siglas en inglés) representan prácticamente todas las ventas de electrodomésticos y equipos de iluminación para 2035. Por el contrario, en el STEPS, la eficiencia de los electrodomésticos mejora solo de forma modesta, lo que conlleva un rápido crecimiento de la demanda eléctrica a pesar de la limitada electrificación de usos finales como la cocción y el agua caliente sanitaria.

Actualmente, solo los refrigeradores, congeladores, aires acondicionados y motores industriales están sujetos a normas mínimas de rendimiento energético (MEPS). La mayoría de los electrodomésticos solo están cubiertos por requisitos de etiquetado. En el APS, las BAT representan la mitad de todas las ventas de electrodomésticos en 2035. Los electrodomésticos BAT son la norma en los edificios nuevos y en las grandes renovaciones, tal y como se prevé en la Hoja de Ruta Nacional para Edificaciones con Cero Emisiones Netas de Colombia (CCCS, 2021). El mayor impacto proviene del aumento de la eficiencia de los aires acondicionados vendidos. Este es el factor más importante para limitar el crecimiento de la demanda de refrigeración en el APS a 13 TWh para 2050, en comparación con un aumento de 20 TWh en el STEPS.

### *Aumento de la eficiencia en el mercado de aire acondicionado de Colombia*

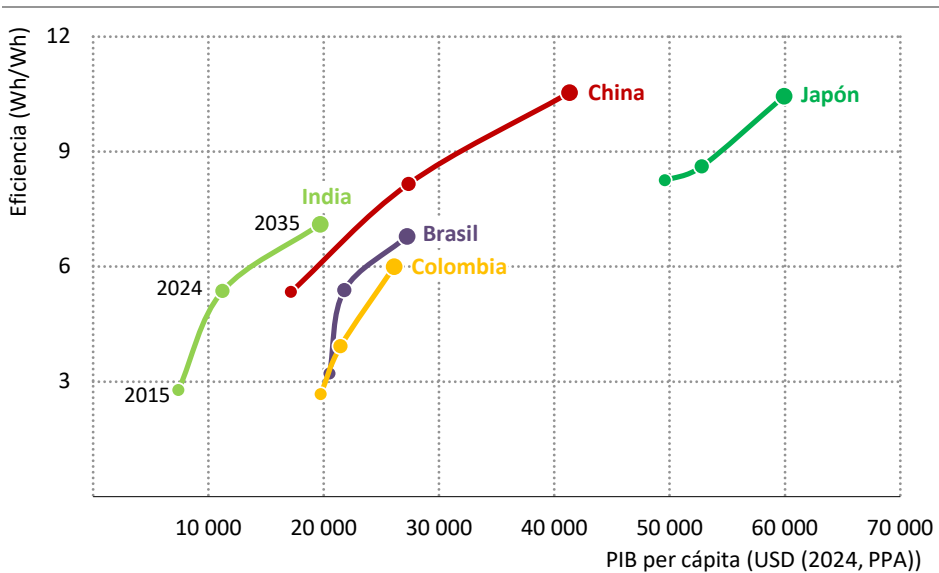
Desde 2019, los aires acondicionados vendidos en Colombia deben cumplir con las MEPS y llevar una etiqueta energética en el marco del RETIQ (Reglamento Técnico de Etiquetado de Equipos que Usan Energía). Con el tiempo, estas normas se han vuelto más estrictas y su alcance se ha ampliado para cubrir unidades tipo *split* y de ventana. Aunque las MEPS han mejorado la eficiencia promedio de las unidades vendidas, la mayoría de los modelos siguen por debajo del rendimiento de las mejores tecnologías inversoras disponibles en los principales mercados globales (Figura 2.18). Los aires acondicionados vendidos en Colombia son menos eficientes que los que se comercializan en otros mercados de refrigeración comparables, como Brasil e India.

La mayoría de los aires acondicionados vendidos en Colombia se importan de China. Desde 2020, el gobierno chino ha incrementado sustancialmente los requisitos de eficiencia para los aires acondicionados vendidos en el mercado nacional, lo que representa tanto riesgos como oportunidades para países importadores como Colombia. Por un lado, los consumidores colombianos se beneficiarán de una mayor disponibilidad de productos en el segmento *prémium* del mercado de aires acondicionados, a medida que los fabricantes en China aumentan la producción de unidades altamente eficientes. Por otro lado, si los países importadores no actualizan las MEPS en paralelo con los mayores mercados de refrigeración del mundo, existe el riesgo de que su mercado se vea inundado de tecnologías ineficientes que ya no puedan venderse en el país de origen del fabricante.

Esto puede reducir el costo inicial de los nuevos aires acondicionados, pero dar lugar a costos más elevados a lo largo de su ciclo de vida. Esto es especialmente cierto en países como Colombia, donde los precios de la electricidad son relativamente altos, como se muestra en el Informe Especial de la AIE sobre Transiciones Energéticas Limpias Asequibles y Justas (IEA,

2024a). En Colombia, los aires acondicionados más eficientes resultan más económicos que los modelos menos eficientes a lo largo de una vida útil de diez años. No obstante, el costo inicial de estas unidades es sustancialmente mayor, y suele ser al menos un 50% superior al de los modelos menos eficientes. Las campañas exitosas de eficiencia en refrigeración combinan las MEPS con subvenciones que, al menos en parte, compensan la prima de compra de las unidades más eficientes. En el APS, el factor promedio de rendimiento estacional de refrigeración (eficiencia) de los aires acondicionados vendidos en Colombia aumenta de 3,9 en la actualidad a 6,0 en 2035. Una mejora de esta magnitud solo puede lograrse mediante la reforma de las MEPS y del marco de etiquetado energético en consonancia con los principales socios comerciales de Colombia, ampliando al mismo tiempo los programas de apoyo al consumidor, como las subvenciones a la compra, los programas de retiro, los préstamos a bajo interés y la financiación en la factura.

**Figura 2.18** ▶ Eficiencia energética en las ventas de aires acondicionados y crecimiento económico por países seleccionados en el APS, 2015-2035



IEA. CC BY 4.0.

*Los aires acondicionados vendidos en Colombia son menos eficientes que los que se venden en otros mercados comparables*

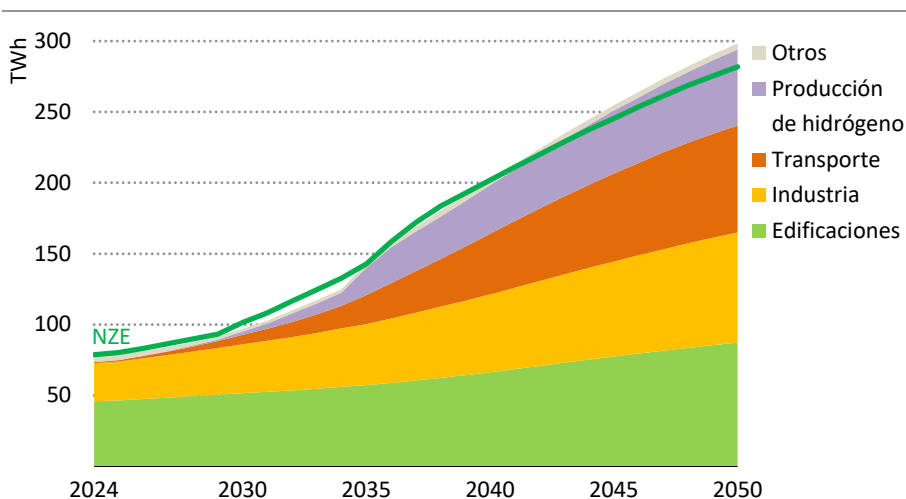
Notas: Wh/Wh = capacidad de refrigeración en vatios/hora sobre el consumo de energía en vatios/hora. La armonización se ha realizado según las condiciones climáticas estándar del grupo 1 de la norma ISO, con modelos diferentes para unidades de velocidad fija y unidades inversoras. Los resultados del APS para otras regiones se basan en el *WEO-2024*.

## 2.4 Hoja de ruta para el sector eléctrico

### 2.4.1 Demanda eléctrica

La demanda de electricidad casi se cuadruplica respecto a los niveles de 2024, hasta alcanzar los 300 TWh en el 2050 en el APS, lo que corresponde a una tasa promedio anual de crecimiento superior al 5%. Esta ambiciosa aceleración —al frente del crecimiento anual del 3,4% observado entre 2000 y 2024— supera el promedio del 4,1% en los países de ALC en el APS y obedece a una combinación de factores impulsores en distintos sectores (Figura 2.19). El mayor de ellos es el transporte, que representa un tercio del aumento total hasta 2050, impulsado por la electrificación de vehículos de dos y tres ruedas, carros, autobuses y camiones. El rápido aumento de la producción de hidrógeno en Colombia en el APS, que comienza antes de 2030, es el segundo motor de la demanda eléctrica, responsable de otro cuarto. En la industria, la electrificación de los sectores de alimentos, textil y algunas industrias intensivas en energía aporta casi otro cuarto. Por último, el sector de edificaciones añade otro 20% a la demanda eléctrica al 2050, ya que las ganancias de eficiencia casi compensan la demanda adicional derivada de la electrificación de las soluciones de cocción y el agua caliente sanitaria, el aumento del aire acondicionado y la mayor propiedad de electrodomésticos. Las mejoras de eficiencia en todos los sectores son aún más intensas en el Escenario NZE, donde la demanda eléctrica es un 5% menor que en el APS (280 TWh).

**Figura 2.19** ▶ Demanda eléctrica por sector en Colombia en los escenarios APS y NZE, 2024-2050



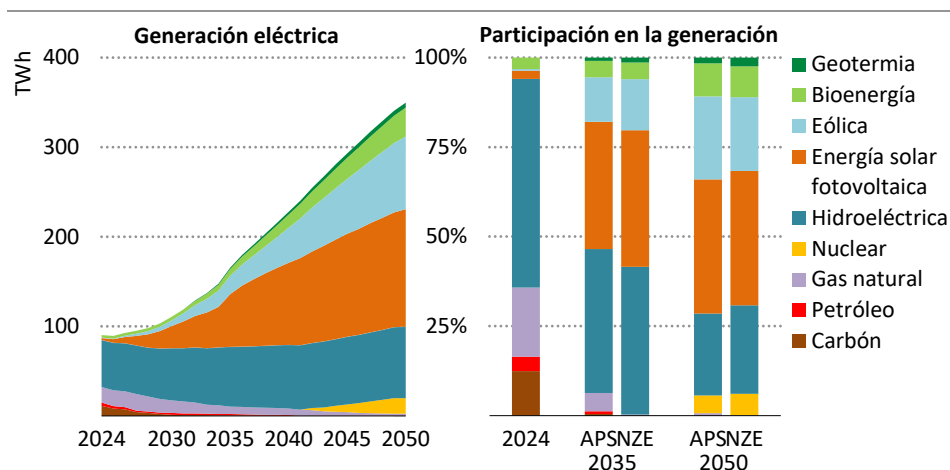
IEA. CC BY 4.0.

*La demanda eléctrica casi se cuadruplica hasta 2050 en el APS, impulsada por los vehículos eléctricos, la producción de hidrógeno y la electrificación de la industria*

## 2.4.2 Generación eléctrica

La generación eléctrica a partir de fuentes de bajas emisiones aumenta rápidamente en el APS, cubre toda la demanda adicional de electricidad y desplaza la mayor parte de la generación basada en combustibles fósiles para 2050. El carbón se elimina por completo para 2040, mientras que la generación a base de gas natural disminuye casi un 90% para 2050 (Figura 2.20). Las energías renovables no hidroeléctricas —lideradas por la nueva energía solar fotovoltaica y la eólica— se multiplican por 45 hasta 2050, pasando de alrededor del 5% de la generación total de electricidad en 2024 a casi tres cuartas partes para 2050. La energía nuclear entra en la matriz después de 2040 y, junto con la bioenergía, representa la mayor parte de la generación restante para 2050.

**Figura 2.20** ▶ Generación de electricidad por fuente en Colombia en los Escenarios APS y NZE, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La energía solar fotovoltaica ocupa el centro de atención, desplazando casi por completo a los combustibles fósiles, con un aumento de la cuota de la energía eólica y otras fuentes de bajas emisiones*

La matriz eléctrica de Colombia continúa diversificándose con nuevas fuentes de generación de bajas emisiones en el APS. La energía solar fotovoltaica crece rápidamente hasta convertirse en la segunda mayor fuente de generación eléctrica en 2035 en el APS, antes de aumentar aún más y convertirse en la principal en 2050, cuando genera más de 125 TWh y representa casi el 40% del suministro eléctrico. La hidroelectricidad sigue creciendo en términos absolutos y se mantiene como la mayor fuente hasta 2035, aunque su cuota en la generación eléctrica disminuye de alrededor del 60% en 2024 a una cuarta parte en 2050. Debido a posibles efectos climáticos —incluida la disminución de las precipitaciones y cambios en los ciclos de El Niño y La Niña—, los factores de capacidad de la generación

hidroeléctrica se reducen ligeramente respecto a los niveles de 2024 en el APS, lo que disminuye la generación (ver el Capítulo 3, Sección 3.3).

La energía eólica también crece de forma significativa, pasando de menos del 1% de la generación total de electricidad en 2024 a alrededor del 15% en 2035 y hasta casi el 25% para 2050. Contribuye una combinación de energía eólica terrestre y marina, y un 10% de la generación eólica se destina a la producción de hidrógeno de bajas emisiones en 2050. La generación procedente de otras energías renovables, incluidas la bioenergía y la geotermia, también aumenta, con una participación en la matriz que alcanza el 10% para 2050. El APS prevé que las primeras centrales nucleares de Colombia entren en operación a comienzos de la década de 2040, con una generación nuclear que aumenta hasta casi 20 TWh (alrededor del 5% de la matriz eléctrica) para 2050. Además de contribuir a la descarbonización, esta fuente despachable de electricidad de bajas emisiones también ayuda a garantizar la seguridad continua del suministro eléctrico de Colombia.

La generación a partir de gas natural disminuye en el APS, con su cuota reduciéndose a menos de la mitad, desde alrededor del 20% en 2024 hasta el 5% en 2035, y bajando aún más hasta el 1% en 2050. La capacidad de generación a gas restante desempeña un papel importante para la seguridad del suministro eléctrico, ya que genera principalmente en momentos de baja producción renovable, cuando el sistema más lo necesita. En parte gracias a la producción nacional de gas natural, estas unidades de generación también ayudan a proporcionar electricidad asequible en un contexto de rápido aumento de la demanda.

El carbón se reduce a una contribución marginal de reserva para 2035 y se elimina por completo en 2040, en línea con el impulso político reciente, incluida la alianza *Powering Past Coal*, a la que Colombia se unió en septiembre de 2023. Debido a la dificultad de desarrollar proyectos de captura de carbono en la generación eléctrica en los últimos años —con solo unos pocos proyectos instalados hasta la fecha a escala mundial, en su mayoría fuera del sector eléctrico—, el APS no incluye esta tecnología en Colombia. La implementación de un precio al carbono ayuda a reducir el uso de combustibles fósiles en la generación eléctrica. La generación a base de derivados del petróleo, que hoy representa una parte muy pequeña del suministro eléctrico de Colombia, se elimina casi por completo al 2050, salvo por las unidades que proporcionan acceso eléctrico fuera de la red en comunidades remotas.

En el NZE, la generación eléctrica es aproximadamente un 5% menor que en el APS para 2050, lo que refleja diferencias en la demanda eléctrica proyectada. Los combustibles fósiles se eliminan prácticamente para 2035 en el NZE, mientras que en el APS continúan hasta 2050. La combinación eléctrica en 2050 es en general similar en ambos escenarios, salvo por el uso residual de combustibles fósiles en el APS. En comparación con el APS, el Escenario NZE se apoya en mayor medida en la hidroelectricidad, la energía eólica y la energía nuclear, mientras que la energía solar fotovoltaica desempeña un papel ligeramente menor.

### 2.4.3 Capacidad instalada

En el camino hacia un sistema eléctrico descarbonizado, la capacidad instalada de generación en Colombia crece con fuerza, pasando de poco más de 20 GW en 2024 a alrededor de 80 GW en 2035, y duplicándose de nuevo hasta situarse en torno a 170 GW en 2050 (Tabla 2.2). Este aumento de la capacidad instalada total está impulsado principalmente por el crecimiento de nuevas energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica de disponibilidad variable, junto con otras fuentes de bajas emisiones como la nuclear (Figura 2.22). Ello requiere una inversión considerable (ver el Capítulo 3, Sección 3.4). Para 2050, las fuentes de bajas emisiones representan casi la totalidad de la capacidad instalada en el APS, ya que los combustibles fósiles disminuyen rápidamente: el carbón se elimina y queda menos de 2 GW de capacidad combinada a gas natural y petróleo en operación.

**Tabla 2.2 ▶ Capacidad instalada por fuente en los escenarios APS y NZE, 2024, 2035 y 2050 (GW)**

	2024	2035		2050	
		APS	NZE	APS	NZE
<b>Bajas emisiones</b>					
Energía solar fotovoltaica	2	33	36	69	64
<i>de la cual para producción de hidrógeno</i>	-	4	4	8	17
Eólica	0,1	7	7	25	22
<i>de la cual para producción de hidrógeno</i>	-	2	2	3	2
Hidroeléctrica	13	17	17	22	23
Bioenergía	0,4	1	1	5	5
Geotermia	-	0,3	0,4	1	1
Nuclear	-	-	-	2,2	2,5
<b>Combustibles fósiles</b>					
Gas natural	5	3	-	1	0,5
Carbón	2	0,4	-	-	-
Petróleo	1	0,4	-	0,2	-
<b>Almacenamiento</b>					
Almacenamiento en baterías	-	21	23	48	39

La capacidad instalada de renovables y nuclear aumenta significativamente en el APS, pasando de 16 GW en 2024 —la mayoría de ellos hidroeléctricos— a convertirse en casi toda la capacidad instalada para 2050, con una amplia gama de nuevas fuentes que incluyen energía solar fotovoltaica, eólica, bioenergía, geotermia y nuclear. Aunque la energía solar fotovoltaica lidera, un tercio de toda la capacidad instalada para 2050 proviene de fuentes no solares de bajas emisiones, con alrededor de 50 GW solo de energía eólica e hidroeléctrica. La diversificación de fuentes de bajas emisiones en Colombia es una parte clave de la vía de descarbonización en el APS.

La energía eólica en Colombia se encuentra en una fase incipiente, con menos de 100 megavatios (MW) en operación a finales de 2024. Sin embargo, los vastos recursos eólicos del país ofrecen amplias oportunidades para una expansión ambiciosa, tanto en tierra como en alta mar. Los proyectos actuales están ganando impulso, como Guajira II (403 MW), que está en construcción y cuyo inicio de operaciones está previsto hacia finales de 2025. En el APS este impulso se acelera, en línea con las ambiciones de la Hoja de Ruta de la Energía Eólica Offshore para Colombia y con anuncios recientes (The Renewables Consulting Group, 2022). Para 2035, la capacidad eólica instalada total alcanza alrededor de 7 GW, aumentando a 25 GW en 2050, con unos 15 GW en tierra y 10 GW en alta mar. Esto incluye capacidad dedicada tanto a la generación de electricidad como a más de 2 GW para la producción de hidrógeno. No obstante, para que la energía eólica crezca de forma ambiciosa en el APS, será necesario abordar los desafíos recientes en los mercados eólicos. Los retrasos — especialmente en la concesión de permisos ambientales y en la aceptación social— deberán resolverse para que los proyectos planificados se reactiven y para evitar retrasos similares en los proyectos futuros.

La capacidad hidroeléctrica aumenta en torno a 9 GW hasta alcanzar unos 22 GW en 2050 en el APS. Aunque Colombia tiene un importante potencial hidroeléctrico sin explotar y la hidroelectricidad es actualmente la mayor fuente de generación eléctrica, su posterior expansión se enfrenta a crecientes desafíos de aceptación social, especialmente debido a los impactos localizados en las comunidades cercanas a las grandes centrales. En parte para tener esto en cuenta, las expansiones en el APS incluyen tanto grandes centrales hidroeléctricas como pequeñas. A medida que el parque hidroeléctrico existente envejece, las modernizaciones y reacondicionamientos serán una parte importante para mantener en operación las centrales históricas de Colombia.

El APS también proyecta un crecimiento de otras renovables despachables de bajas emisiones, incluida la bioenergía, otra opción con un potencial de recursos significativo en Colombia. En el APS, la capacidad de bioenergía aumenta rápidamente después de 2030 y se expande hasta alrededor de 5 GW para 2050. Gracias a su elevado factor de capacidad, las centrales de bioenergía pueden aportar una potencia despachable significativa incluso con capacidades instaladas relativamente pequeñas. Sin embargo, su competitividad en costos depende en gran medida del costo del combustible, que aumenta rápidamente con la distancia de transporte. El APS incluye tanto centrales de bioenergía sólida como de biogás, basadas en la capacidad de producción de combustibles en Colombia.

La geotermia es otro recurso doméstico despachable de bajas emisiones en Colombia. Se espera que un proyecto en el Valle de Nereidas incorpore alrededor de 30 MW a principios de la década de 2030, con un potencial de recursos estimado de hasta 1 GW a nivel nacional. De cara al futuro, las tecnologías geotérmicas de nueva generación podrían abrir una opción completamente nueva para Colombia —siempre que la tecnología madure y los costos disminuyan en la próxima década—, ya que no están tan condicionadas por la ubicación como la geotermia convencional, ampliando considerablemente el potencial de recursos (IEA, 2024b).

En el APS, las primeras centrales nucleares de Colombia se ponen en marcha a principios de la década de 2040, con una capacidad instalada que supera los 2 GW para 2050. Esto está en línea con las ambiciones recientes a nivel nacional, incluido el interés tanto por los pequeños reactores modulares (SMR) como por los reactores tradicionales de gran escala, aunque la competitividad y el grado de madurez comercial de estas nuevas tecnologías aún deben demostrarse a gran escala.

Este conjunto de tecnologías en gran medida nuevas en Colombia ofrece varias opciones en las que apoyarse en un sector eléctrico descarbonizado, aprovechando una amplia variedad de recursos naturales para crear oportunidades en todo el país. Sin embargo, también existe el potencial de que diversos desafíos ralenticen su desarrollo, dado que algunas se encuentran en una fase muy temprana de comercialización en Colombia. Si persisten los retrasos en la tramitación de permisos para la eólica, el crecimiento hidroeléctrico resulta más difícil, los proyectos de bioenergía y geotermia tardan más en arrancar y la energía nuclear se enfrenta a obstáculos de permisos; la energía solar fotovoltaica combinada con el almacenamiento en baterías tendrá un papel aún mayor. Al mismo tiempo, si el despliegue de estas fuentes avanza incluso más rápido que en el APS —y si el rendimiento de los paneles solares fotovoltaicos resulta ser superior—, la capacidad necesaria de energía solar fotovoltaica podría ser mucho menor. En el APS, la energía solar fotovoltaica alcanza el 40% de la capacidad instalada total para 2050.

La capacidad solar fotovoltaica pasa de solo 2,3 GW en 2024 a más de 30 GW en 2035 y sigue aumentando hasta superar los 65 GW en 2050. Este incremento obedece al rápido crecimiento tanto de la solar fotovoltaica a gran escala (*utility-scale*) como de la solar en cubierta, con casi 10 GW de capacidad en tejados que se espera instalar de aquí a 2035. También incluye cerca de 8 GW de energía solar fotovoltaica dedicados a la producción de hidrógeno para 2050. Para posibilitar la expansión de la energía solar fotovoltaica, serán esenciales políticas que eliminen barreras y reduzcan los riesgos de inversión. La actualización prevista para 2026 del Plan Nacional de Energía de Colombia actuará como una hoja de ruta clave en este sentido. Para la solar a escala de red, el apoyo continuado a través de iniciativas como la subasta de 2024 (4,4 GW) será fundamental para mantener el impulso. Para acelerar la adopción de la solar fotovoltaica en tejados, medidas de asequibilidad como el recientemente anunciado Plan 6 GW Plus, que pretende dotar de sistemas solares a más de un millón de hogares de bajos ingresos, pueden aportar una ayuda financiera crucial a los compradores primerizos. La combinación de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías puede aumentar el valor que la solar aporta al sistema y, a su vez, fomentar una mayor adopción de sistemas combinados (Cuadro 2.3).

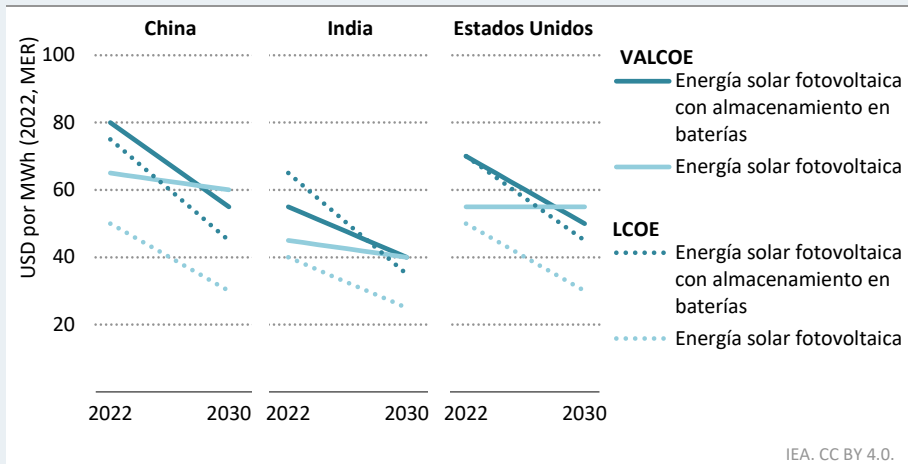
### **Cuadro 2.3 ▶ La energía solar fotovoltaica combinada con el almacenamiento en baterías aumenta el valor del sistema y la competitividad a largo plazo**

La energía solar fotovoltaica ya es hoy una de las fuentes de electricidad más competitivas en costos —dado que los costos de instalación han caído un 90% en la última década— y está destinada a desempeñar un papel clave en la descarbonización de Colombia. Sin embargo, el valor de la energía solar fotovoltaica independiente tiende a disminuir a medida que aumenta su cuota en la generación. Este efecto de canibalización se debe a la alineación imperfecta entre las horas de generación de la energía solar fotovoltaica y los perfiles diarios de demanda, lo que reduce el valor de mercado de toda la producción solar a medida que aumenta su penetración. Al mismo tiempo, a medida que crece la cuota de todas las renovables variables —como ocurre en el APS—, aumenta el valor de la flexibilidad del sistema. Combinar la energía solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías permite desplazar la electricidad a periodos de mayor demanda y precios, mitigando el efecto de canibalización y mejorando tanto su valor de capacidad como de flexibilidad.

Las métricas estándar de competitividad, como el costo nivelado de la electricidad (LCOE), no tienen en cuenta estos valores para el sistema, sino que incluyen únicamente los costos directos de cada tecnología: construcción, financiación, combustible, mantenimiento y costos asociados al precio del carbono. Para reflejar mejor las diferencias de valor que las tecnologías aportan al sistema eléctrico, la AIE desarrolló y utiliza el LCOE ajustado por valor (VALCOE), una medida más completa de competitividad que combina los costos tecnológicos (LCOE) con el valor de tres servicios del sistema (energía, flexibilidad y capacidad), basándose en un modelado detallado por horas de la oferta y la demanda de electricidad. Esta métrica adopta la perspectiva de los planificadores del sistema y es aplicable en todas las regiones, ya que refleja las necesidades diversas y cambiantes de los sistemas eléctricos según los patrones de demanda, la matriz global de generación y la penetración de renovables.

Según el análisis de VALCOE para China, India y Estados Unidos —con regiones adicionales como Colombia que se incorporarán más adelante—, combinar la energía solar fotovoltaica con el almacenamiento en baterías la hace mucho más competitiva en costos que la solar fotovoltaica independiente (Figura 2.21). Aunque el análisis VALCOE es específico de cada región, estos resultados ponen de relieve la creciente importancia de generar energía en el momento adecuado y de proporcionar servicios de flexibilidad y capacidad a la red. Sin embargo, evaluar un sistema basándose únicamente en el LCOE indicaría que la energía solar fotovoltaica sin almacenamiento es la opción de menor costo, ignorando los posibles efectos de canibalización a cuotas elevadas de solar. Combinar la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en baterías ya es una de las opciones más competitivas y será cada vez más valiosa para el sistema a medida que aumente la participación de renovables variables.

**Figura 2.21** ▶ VALCOE y LCOE de la energía solar fotovoltaica con y sin almacenamiento de baterías en el APS, 2022-2030



IEA. CC BY 4.0.

*La energía solar fotovoltaica más almacenamiento en baterías ofrece un valor superior al de la solar fotovoltaica independiente en términos de VALCOE*

Notas: MER = tasa de cambio del mercado; LCOE = costo nivelado de la electricidad; VALCOE = LCOE ajustado por valor. Los resultados del APS se basan en el WEO-2023.

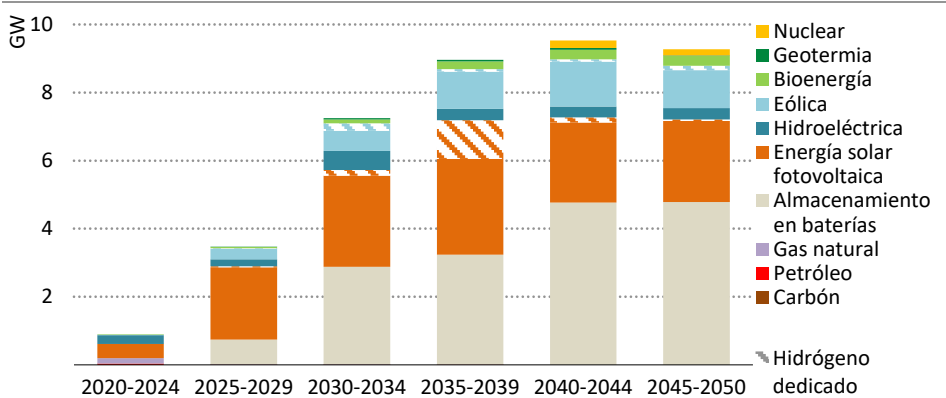
La capacidad instalada de combustibles fósiles disminuye de forma constante en el APS, retirándose la mitad para 2035, con el carbón completamente eliminado para 2040 y menos de 2 GW restantes para 2050. Algunas centrales de gas natural siguen en operación en 2050, pero la capacidad total de gas natural cae un 80% respecto a la actual y pasa a estar compuesta principalmente por unidades de punta. La mayoría de las centrales a petróleo también se retiran, aunque pequeños generadores diésel descentralizados siguen operando para proporcionar acceso a la electricidad en comunidades remotas. A pesar de posibles incorporaciones de gas natural a corto plazo —incluidos 400 MW del proyecto Buenaventura, actualmente en fase de permisos—, las nuevas adiciones de capacidad fósil se mantienen prácticamente en cero en el APS, sin nueva capacidad a carbón y solo con añadidos limitados a base de derivados del petróleo.

El almacenamiento en baterías crece rápidamente en el APS, pasando de una capacidad prácticamente nula en 2024 a más de 20 GW en 2035 y alrededor de 50 GW para 2050. Este crecimiento está impulsado por la creciente cuota de renovables variables, especialmente la energía solar fotovoltaica, que incrementa la necesidad de flexibilidad a corto plazo en el sistema eléctrico, proporcionada por las baterías mediante el desplazamiento de energía. Aunque los combustibles fósiles y la hidroelectricidad son actualmente las principales fuentes de flexibilidad en los sistemas eléctricos, el almacenamiento en baterías puede ofrecer muchos de los mismos servicios junto con la hidroelectricidad en un sistema descarbonizado, contribuyendo a garantizar la seguridad continua del suministro eléctrico

(ver el Capítulo 3, Sección 3.3). Cuando se combina con la energía solar fotovoltaica —cuyas horas de máxima generación no se alinean plenamente con los picos de demanda eléctrica—, el almacenamiento en baterías convierte la solar en un recurso más despachable y valioso.

En comparación con el Escenario de Emisiones Netas Cero (NZE), el APS contempla mayores capacidades instaladas de energía solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento en baterías —necesarias para satisfacer una mayor demanda eléctrica—, manteniendo niveles similares de otras tecnologías de bajas emisiones. En cambio, los combustibles fósiles están prácticamente eliminados en el Escenario NZE para 2050, mientras que el APS sigue dependiendo de pequeñas cantidades de capacidad a gas natural y a petróleo.

**Figura 2.22** ▶ Aumentos anuales promedio de capacidad por fuente en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La energía solar fotovoltaica aprovecha el impulso reciente y crece de forma constante hasta 2050, con el aumento de la energía eólica y la hidroeléctrica y la entrada en operación de las primeras centrales nucleares junto al almacenamiento en baterías*

### 2.4.4 Redes eléctricas

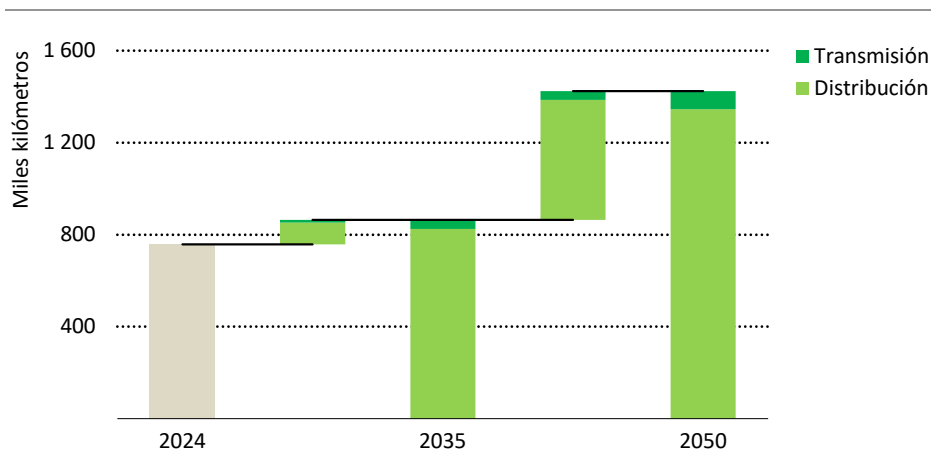
La red eléctrica es una combinación de líneas aéreas y cables subterráneos, transformadores, subestaciones y muchos otros componentes que trabajan conjuntamente para suministrar electricidad a los consumidores. En 2024, la red de Colombia abarcaba más de 750 000 km, de los cuales alrededor del 80% eran líneas aéreas y el 20% cables subterráneos. Esto incluye unos 30 000 km de líneas de transmisión, es decir, infraestructura de alta tensión que conecta las centrales eléctricas con las redes de distribución y con grandes usuarios, como instalaciones industriales. También incluye aproximadamente 730 000 km de líneas de distribución, que transportan la electricidad en el tramo final hasta los usuarios finales, incluidos los hogares, y conectan recursos energéticos distribuidos como la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y el almacenamiento en baterías a la red, lo que en muchos casos da lugar a flujos de potencia bidireccionales.

Más allá de las líneas y los cables, la red eléctrica incluye tecnologías avanzadas como condensadores síncronos y otros sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS) que contribuyen a la estabilidad de la red. La red de Colombia se enfrenta a diversos desafíos, desde el terreno montañoso de los Andes y las largas distancias entre los centros de demanda hasta la exposición a desastres naturales (ver el Capítulo 3, Sección 3.3.1). En el caso de la energía eólica marina, los cables submarinos conectan las turbinas con la red en tierra firme, lo que requiere una planificación cuidadosa y temprana, así como buques especializados para su instalación.

En el APS, la red eléctrica se expande debido a dos factores principales: el aumento de la demanda eléctrica y el incremento de la generación renovable variable. A medida que aumenta la demanda de electricidad, se necesitan nuevas centrales eléctricas, y las redes resultan esenciales para conectar la oferta adicional con los centros de demanda. A medida que crecen la cuota de renovables variables y la flexibilidad de la demanda —por ejemplo, mediante la carga bidireccional—, las redes deben adaptarse para gestionar un mayor número de flujos de potencia bidireccionales. Al mismo tiempo, el creciente riesgo de fenómenos meteorológicos extremos exige refuerzos para aumentar la resiliencia frente a posibles interrupciones del suministro. Los sensores y la electrónica de potencia, junto con una planificación avanzada, son esenciales para gestionar la creciente complejidad, incluida la digitalización para planificar, anticipar y controlar mejor flujos de potencia más complejos (ver el Capítulo 3, Sección 3.3.2). A medida que renovables variables como la energía solar fotovoltaica y la eólica se expanden rápidamente en el APS, las redes deben avanzar al mismo ritmo para evitar convertirse en un cuello de botella, como ya se ha visto en Colombia, donde muchos grandes proyectos eólicos dependen de la finalización de la línea de transmisión Colectora I en 2026.

Para 2035, en el APS, la red eléctrica se habrá expandido en más de 100 000 km, de los cuales aproximadamente el 90% corresponderán a nuevas líneas de distribución, mientras que también avanzan varios proyectos de transmisión de alta tensión, incluida, a corto plazo, la línea de transmisión de 500 kilovoltios y los proyectos de subestaciones en el departamento de La Guajira. Para 2050, a medida que la demanda de electricidad siga creciendo y la cuota de renovables se acelere, la expansión de la red se intensifica aún más. La longitud total de la red en 2050 es aproximadamente un 90% mayor que en 2024 (Figura 2.23). Aunque la mayor parte de este crecimiento se produce con respecto a distribución, también incluye unos 50 000 km de nuevas líneas de transmisión, que requieren una expansión significativa en equipos de alta tensión como transformadores, subestaciones, interconexiones y dispositivos de compensación de potencia reactiva para proporcionar estabilidad continua y mayor flexibilidad al sistema. Estas líneas de alta tensión, aunque menos numerosas, exigen mucha más planificación y tramitación de permisos que las líneas de distribución, con plazos de proyecto más largos debido a su mayor complejidad y a las exigencias logísticas, así como a la necesidad de estudios técnicos adicionales y permisos ambientales. La expansión de la red requiere una inversión significativa en el APS, con las redes representando el 40% de la inversión total del sector eléctrico para 2050 (ver el Capítulo 3, Sección 3.4).

**Figura 2.23** ▶ Expansión de la red eléctrica por tipo en Colombia en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La longitud total de la red aumenta un 90%  
– alrededor de 650 000 km – para 2050 en el APS*

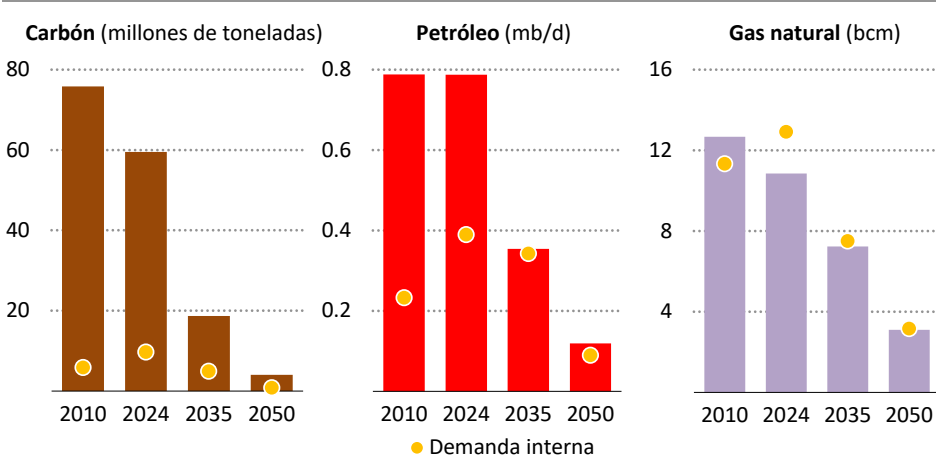
## 2.5 Producción de energía en la senda

### 2.5.1 Combustibles fósiles

Las tendencias cambiantes de la demanda provocan una gran transformación en el suministro energético de Colombia, acelerando el descenso de la producción de combustibles fósiles. La producción de carbón cae bruscamente, reduciéndose un 93% entre 2024 y 2050 en el APS (Figura 2.24). Colombia se encuentra actualmente entre los diez principales exportadores de carbón del mundo. Sin embargo, dado que la mayoría de los principales destinos de exportación de Colombia son países con compromisos de emisiones netas cero, como los Países Bajos, Turquía y Corea del Sur, en el APS el declive estructural de los mercados mundiales de carbón reduce la producción carbonífera del país.

La producción de petróleo de Colombia está en declive estructural desde que alcanzó un máximo de más de 1 mb/d en 2013. El sector se enfrenta a desafíos, ya que la producción disminuye en los campos maduros existentes y se desarrollan pocos yacimientos nuevos. Esta reducción de la oferta impulsa esfuerzos para aplicar técnicas de recuperación mejorada en los yacimientos existentes y desarrollar nuevos campos. Por ejemplo, Ecopetrol declaró recientemente la comercialidad del descubrimiento de Lorito (Upstream, 2025), lo que señala su viabilidad económica y el avance hacia su desarrollo, con una producción prevista de decenas de miles de barriles diarios en los próximos años. No obstante, en el APS, la producción de petróleo de Colombia cae hasta unos 350 kb/d para 2035 y hasta alrededor de 120 kb/d para 2050.

**Figura 2.24 ▶ Suministro de carbón, petróleo y gas natural y demanda interna en Colombia en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La producción y las exportaciones de combustibles fósiles entran en declive estructural a medida que la ambición climática global reduce la demanda y aumenta la competitividad en los mercados globales*

Notas: mb/d = millones de barriles por día; bcm = miles millones de metros cúbicos. La demanda global de combustibles fósiles en el APS utilizada para la modelación de la oferta se basa en el WEO-2024.

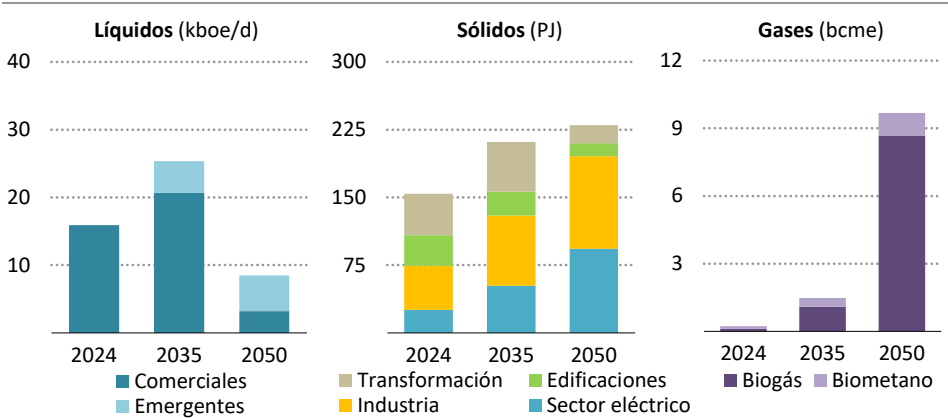
El sector del gas natural se enfrenta a presiones estructurales similares: aunque el descubrimiento del yacimiento Sirius por parte de Petrobras podría aumentar significativamente las reservas nacionales, su desarrollo no revertiría la tendencia general a la baja de la producción. La producción nacional ya no cubre completamente la demanda, lo que hace necesarias crecientes importaciones de GNL para cubrir la brecha. Es probable que estas importaciones se paguen a precios superiores a los niveles internos históricos, ya que la disminución de la producción en campos maduros y una prolongada pausa en la inversión en exploración y producción han aumentado la dependencia de las importaciones. La disminución de la demanda de gas natural en el APS reduce la necesidad de importaciones y lleva los volúmenes a niveles similares a la producción nacional de gas, en torno a 7 bcm para 2035 y 3 bcm para 2050.

**2.5.2 Bioenergía**

La bioenergía es una palanca importante en el APS para reducir las emisiones en todos los sectores de uso final, suministrando el 25% de la demanda de energía para 2050. Aunque ofrece muchos beneficios, su uso está limitado por la disponibilidad de suelo y por los criterios de sostenibilidad, lo que implica que es preferible desplegarla de forma estratégica en contextos que, de otro modo, serían difíciles de descarbonizar.

La demanda de biocombustibles líquidos crece entre 2024 y 2035; sin embargo, la mezcla entre fuentes comerciales y emergentes experimenta una transformación significativa. Después de 2035, la producción de biocombustibles líquidos en Colombia pasa de los combustibles basados en cultivos —principalmente mezclados en gasolina y diésel— hacia biocombustibles emergentes, que se producen a partir de materias primas no alimentarias, residuos y desechos (Figura 2.25). La producción de biocombustibles emergentes requiere cadenas de producción más complejas que sus alternativas comerciales. No obstante, pueden evitar la competencia con la producción de alimentos por el uso de la tierra agrícola, reduciendo así los impactos de sostenibilidad asociados a los biocombustibles comerciales.

**Figura 2.25 ▶ Suministro de bioenergía líquida, sólida y gaseosa en Colombia en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*El suministro de bioenergía sólida y gaseosa crece, mientras que el suministro de biocombustibles líquidos convencionales alcanza su punto máximo en la próxima década*

Notas: bcme = Mil millones de metros cúbicos equivalentes; kboe/d = mil barriles equivalentes de petróleo al día. "Transformación" se refiere a los biocombustibles sólidos consumidos en los procesos de conversión de energía.

Los biocombustibles líquidos comerciales aumentan desde 16 mil barriles equivalentes de petróleo al día (kboe/d) en 2024, alcanzan un máximo de 21 kboe/d en 2035 y luego caen bruscamente hasta 3 kboe/d en 2050, a medida que la demanda de gasolina disminuye por la aceleración de la adopción de vehículos eléctricos. En cambio, los biocombustibles emergentes se expanden desde cero hasta convertirse en la principal fuente de biocombustibles líquidos para 2050, manteniéndose esenciales para modos de transporte difíciles de electrificar, como la aviación, el transporte marítimo y parte del transporte por carretera.

El suministro de bioenergía sólida también crece significativamente en el APS, pasando de unos 154 PJ en 2024 a 230 PJ en 2050. El uso de bioenergía en las edificaciones disminuye de

forma constante a medida que se elimina el uso de biomasa tradicional para cocinar y calefaccionar. Este cambio refleja el progreso en el desarrollo de Colombia, que mejora la calidad del aire interior y reduce las muertes prematuras por contaminación atmosférica. Por el contrario, la adopción de biomasa en la industria y en el sector eléctrico es el principal motor del crecimiento, con la demanda duplicándose en la industria hasta unos 100 PJ para 2050 y casi cuadruplicándose en el sector eléctrico, hasta cerca de 100 PJ en 2050 respecto a los niveles actuales.

La producción de bioenergía gaseosa, en forma de biogás y biometano, se multiplica por más de cuarenta en el APS. Partiendo de 0,2 bcme de gas natural equivalente en la actualidad, la producción alcanza 9,7 bcme en 2050, respaldada por los importantes recursos agrícolas y ganaderos del país y por una demanda cada vez más impulsada por el creciente uso de biogás en el sector eléctrico, donde constituye una fuente de generación relativamente barata. Ampliar el suministro nacional de biogás ofrece la oportunidad de sustituir progresivamente el gas natural, contribuyendo a aliviar la presión sobre los recursos gasíferos en declive de Colombia y aprovechando activos existentes como las centrales eléctricas despachables del sistema.

### 2.5.3 *Hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno*

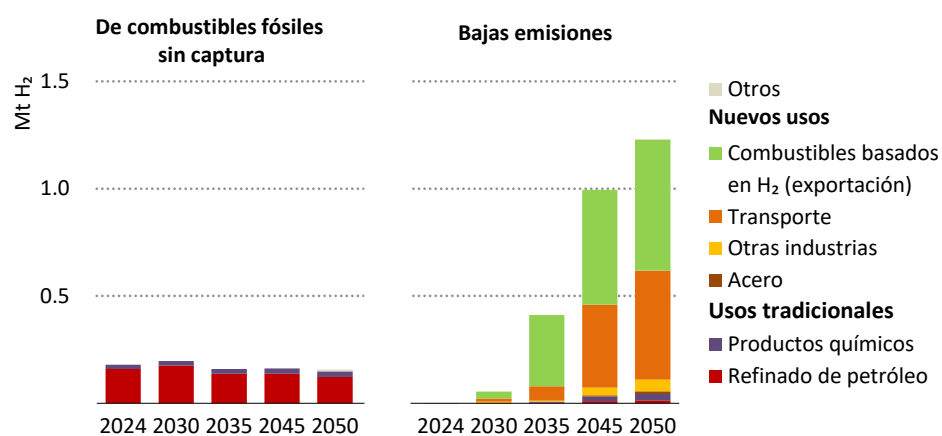
En 2024, Colombia produjo menos de 200 kt de hidrógeno, casi en su totalidad para usos convencionales, lo que representa alrededor del 0,2% del total mundial de casi 100 Mt. Colombia cuenta con buenos recursos para la energía eólica y la solar fotovoltaica que le permiten desempeñar un papel más importante en el suministro de hidrógeno de bajas emisiones, especialmente en el departamento de La Guajira. Las ubicaciones más favorables del país indican un potencial de producción de alrededor de 1-1,5 Mt de hidrógeno que podría generarse a menos de 3,5 USD por kilogramo, incluso bajo supuestos conservadores para los precios de los electrolizadores en los próximos años (IEA, 2025c).

Algunos proyectos ya apuntan a este potencial: si se materializaran todos los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones anunciados en Colombia, con fechas de inicio fijadas para 2030 y basados en electrólisis del agua, la producción nacional podría alcanzar alrededor de 240 kt. Esto representaría alrededor del 0,6% de la capacidad mundial de hidrógeno de bajas emisiones anunciada y situaría a Colombia en quinto lugar en ALC (IEA, 2025c). Sin embargo, la cartera de desarrollo aún no ha madurado: más del 70% del volumen se encuentra en fase de viabilidad, mientras que menos del 0,3% ha alcanzado la fase de operación, construcción o decisión final de inversión (FID), frente a aproximadamente el 11% en el conjunto del panorama mundial de proyectos.

En el APS, la producción de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia supera a la producción a partir de combustibles fósiles sin captura hacia 2035, respaldada por los objetivos establecidos en la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa de Colombia (MME, 2024) y por proyectos que se encuentran al menos en fase de viabilidad. Para 2050, la producción de hidrógeno de bajas emisiones aumenta hasta alrededor de 1,2 Mt (Figura 2.26), lo que

representa casi el 90% de la producción nacional de hidrógeno y casi el 0,5% de la producción mundial de hidrógeno de bajas emisiones, una cuota casi tres veces superior a la participación actual del hidrógeno de origen fósil. Esto pone de manifiesto el potencial de Colombia para una producción competitiva de hidrógeno de bajas emisiones. La capacidad instalada de electrolizadores aumenta de 3,6 GW en 2035 a 9,5 GW en 2050, lo que requiere infraestructura adicional, como redes eléctricas fiables, salvo que la producción de hidrógeno se ubique cerca de los centros de demanda o de los terminales de exportación.

**Figura 2.26 ▶ Producción de hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno por uso final en Colombia en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La producción de hidrógeno se triplica para 2035, impulsada por proyectos que utilizan electrólisis del agua, y se multiplica por siete para 2050, principalmente para producir combustibles basados en hidrógeno*

Notas: Las exportaciones y la demanda de combustibles para el transporte por carretera, la aviación y el transporte marítimo incluyen hidrógeno que se convierte en combustibles basados en hidrógeno. Para los combustibles basados en hidrógeno, la cantidad equivalente de hidrógeno corresponde a las entradas estequiométricas de hidrógeno necesarias para producir dichos combustibles.

La adopción temprana de la producción está impulsada por las exportaciones de combustibles basados en hidrógeno, mientras que el uso interno se expande gradualmente para cumplir compromisos de descarbonización más amplios. La producción de combustibles basados en hidrógeno representa más del 80% de la producción de hidrógeno de bajas emisiones en 2035, principalmente para producir amoníaco —por ejemplo, para co-combustión en centrales eléctricas o para reconvertirlo en hidrógeno— y petróleo sintético utilizado en el sector del transporte. Esto refleja unos objetivos de demanda interna relativamente modestos, lo que hace más probable que la producción se destine a mercados exteriores. No obstante, materializar estas exportaciones dependerá en gran medida del rigor de las medidas para crear demanda en las regiones potencialmente importadoras y en el transporte marítimo y la aviación internacionales.

El uso interno de hidrógeno se amplía más allá de 2035 para atender compromisos de descarbonización más amplios. La cuota de combustibles basados en hidrógeno destinada a la exportación se reduce a la mitad para 2050, a medida que la demanda interna cobra impulso. El sector transporte surge como un motor clave, alcanzando una demanda de hidrógeno de 510 kt en 2050, impulsada por los esfuerzos para descarbonizar la aviación, el transporte marítimo y el transporte de carga. La industria se convierte en la segunda mayor fuente de demanda interna, con el uso de hidrógeno in situ en aplicaciones existentes — como el amoníaco para fertilizantes, la fabricación de acero y el refino— que alcanza unos 100 kt de hidrógeno a mediados de siglo. El nivel competitivo de costos de Colombia para el hidrógeno de bajas emisiones abre oportunidades adicionales para sustituir importaciones (ver el Capítulo 3, Sección 3.2) y desarrollar nuevos mercados de exportación para productos industriales de bajas emisiones.

Los recientes descubrimientos de reservas de hidrógeno natural en las cuencas de la Cordillera Oriental y de Sinú-San Jacinto (MME, 2025) no se consideran en el APS, ya que su comercialización sigue siendo incierta debido a los desafíos relacionados con la exploración y con la comprensión del potencial del subsuelo y de la existencia de acumulaciones en cantidades suficientes (IEA, 2025c).



## Una senda justa, segura y bien financiada

Elementos clave que allanaron el camino

### RESUMEN

- La transición energética de Colombia ofrece una oportunidad única para trazar un camino justo, seguro y bien financiado hacia las emisiones netas cero en 2050. Aunque el país ya ha logrado avances notables, por ejemplo, en el acceso a la electricidad y a soluciones de soluciones de cocción limpia, el gobierno tiene un papel activo que desempeñar en la gestión de los desafíos que se avecinan. A medida que se prevé que los ingresos procedentes de los combustibles fósiles disminuyan, el mercado energético se irá orientando hacia los mercados de energía limpia. Se prevé que el tamaño del mercado de las tecnologías de energía limpia se multiplique por cinco de aquí a 2050 en el Escenario de Políticas Anunciadas (APS), impulsado por la energía solar fotovoltaica, la eólica y el hidrógeno de bajas emisiones, con un potencial adicional asociado al desarrollo industrial en el país.
- Bajo el APS Colombia está encaminada a cerrar la brecha de acceso a las soluciones de cocción limpia en 2030 gracias a la inversión sostenida en infraestructura de GLP y gas natural. Sin embargo, llegar a los 4,2 millones de personas restantes —en su mayoría en zonas no interconectadas— requiere financiación específica, modelos innovadores de prestación del servicio y una interacción culturalmente adecuada con las comunidades. La asequibilidad de la energía sigue siendo una prioridad central de política pública; el aumento de la demanda, junto con las reformas de los subsidios y la tarificación del carbono, puede incrementar las facturas energéticas de los hogares en el corto plazo, pero dichas facturas caerán por debajo del nivel actual hacia mediados de siglo gracias a la electrificación y a las mejoras en eficiencia. La transición energética también abre nuevas oportunidades industriales y de empleo, ya que sectores de bajas emisiones como las energías renovables y el hidrógeno de bajas emisiones añadirán 85 000 empleos de aquí a 2035, manteniendo estable el empleo total en el sector energético.
- La seguridad del suministro eléctrico está cada vez más condicionada a la variabilidad climática. La red eléctrica de Colombia, fuertemente dependiente de la hidroelectricidad, es vulnerable a los fenómenos de El Niño y La Niña, que afectan las precipitaciones y los niveles de los embalses. En escenarios de altas emisiones, los factores de carga de la generación hidroeléctrica podrían disminuir hasta un 25% hacia finales de siglo, frente a solo un 7% en las trayectorias de bajas emisiones. Los incendios forestales suponen riesgos adicionales, ya que más de la mitad de la red está expuesta a peligros de incendios recurrentes. Es esencial mejorar la flexibilidad del sistema mediante el almacenamiento en baterías, la respuesta de la demanda y una infraestructura más resiliente. La variabilidad estacional e interanual de la generación solar, eólica e hidroeléctrica exige una matriz diversificada de tecnologías

de bajas emisiones despachables, entre ellas la geotermia, la bioenergía y la energía nuclear.

- En el APS, se estima que la inversión en energía limpia superará a la inversión en combustibles fósiles en 2025 y que luego aumentará de forma pronunciada, hasta alcanzar casi el 85% de la inversión energética total en 2035. Entre los principales impulsores figuran la energía solar fotovoltaica, la eólica y el incremento de la inversión en redes y en almacenamiento en baterías. La electrificación del uso final también se acelera; solo el sector transporte atraerá más de 5 000 millones de USD en 2035. Las empresas estatales y las corporaciones seguirán siendo los mayores inversionistas, aportando aproximadamente el 70% de la inversión en 2035, pese al aumento de la participación de los hogares. En este contexto, la Plataforma País de Colombia tiene por objeto movilizar recursos para respaldar esta transición. Sin embargo, los elevados costos de financiación y el acceso a deuda de largo plazo siguen siendo desafíos clave.

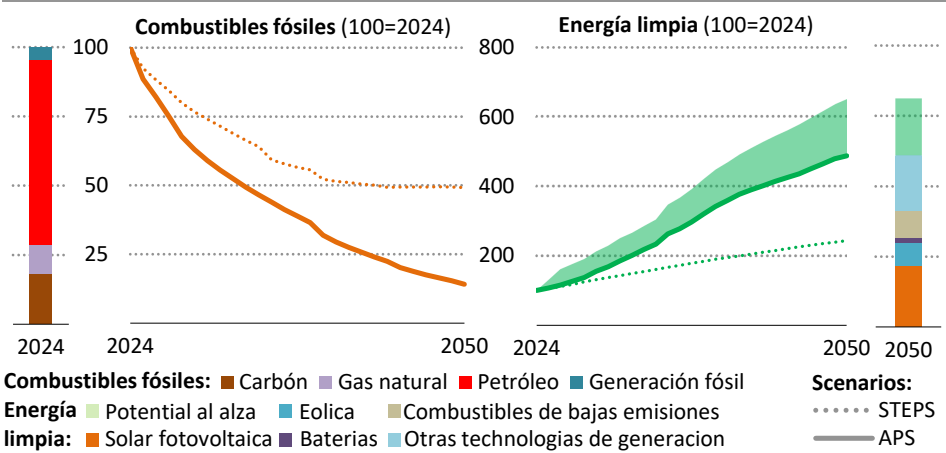
### 3.1 Introducción

La senda hacia las emisiones netas cero en Colombia requerirá múltiples niveles de apoyo para facilitar la transición hacia tecnologías de energía limpia. En este capítulo examinamos cómo se podrían sentar las bases para esa senda, de modo que Colombia pueda avanzar hacia un sistema energético más justo y resiliente con el apoyo de inversiones y financiamiento accesible.

El gobierno desempeña un papel central en la senda hacia las emisiones netas cero al establecer normas y regulaciones, definir objetivos y, en última instancia, apoyar el despliegue de tecnologías de energía limpia mediante la movilización de una combinación de presupuesto nacional, apoyo internacional e inversión del sector privado. El tamaño del mercado del sector energético actual, junto con los ingresos y los impuestos asociados a las industrias extractivas, son esenciales para el actual presupuesto nacional en Colombia. Se prevé que el tamaño del mercado de los combustibles fósiles se contraiga a medida que disminuya la producción de estos. Esto ocurre no solo en el marco de los compromisos climáticos globales en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS), sino también en el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS).

En la actualidad, las industrias extractivas representan en torno al 10% del PIB (DANE, 2025a) y al 10% de los ingresos del gobierno, de los cuales la mayor parte proviene de la producción de petróleo. Sin embargo, la importancia del petróleo para la economía colombiana está disminuyendo: la producción de crudo alcanzó un máximo de 1 millón de barriles diarios en 2013; para 2024 rondaba los 780 000 barriles diarios. Se espera que este descenso continúe a medida que los campos existentes maduren y se desarrollen pocos campos nuevos. Con caídas previstas también en la producción de gas natural y en las exportaciones de carbón, el tamaño del mercado de combustibles fósiles en Colombia se reduce en un 50% entre 2024 y 2050 en el STEPS y en un 85% en el APS (Figura 3.1).

**Figura 3.1** ▶ Evolución del tamaño del mercado de combustibles fósiles y energía limpia en Colombia en el STEPS y en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*El mercado de combustibles fósiles cae bruscamente, pero el mercado de energías limpias presenta una oportunidad de crecimiento para Colombia, aún más si se aprovecha el potencial adicional*

Notas: El tamaño del mercado representa la porción de valor añadido interno del tamaño total del mercado, y se calcula en función de la producción multiplicada por el precio unitario global. Incluye energía solar, eólica, biocombustibles, producción de hidrógeno de bajas emisiones y baterías desplegadas en el APS. El potencial al alza incluye una mayor producción de biocombustibles y minerales críticos, una baja participación de la fabricación nacional de vehículos eléctricos y módulos solares fotovoltaicos, y la producción de amoníaco para fertilizantes. Los biocombustibles incluyen biodiésel, etanol y combustibles sostenibles para la aviación. En el caso de la geotermia de próxima generación, no se asume potencial adicional, ya que sustituiría a otras tecnologías de energía limpia.

No obstante, la descarbonización del sistema energético de Colombia desplazará el foco hacia otros segmentos de mercado. La electrificación de los usos finales —por ejemplo, mediante vehículos eléctricos (VE), bombas de calor industriales y cocinas eléctricas—, junto con un aumento significativo de las tecnologías de generación eléctrica de bajas emisiones, reduce la cuota de los combustibles fósiles en la demanda energética total de Colombia del 76% en 2024 al 12% en 2050 en el APS. Los ingresos actualmente asociados a los combustibles fósiles se trasladan, en consecuencia, a las empresas de servicios públicos del sector eléctrico, que presentan estructuras de inversión, ingresos y propiedad diferentes, si bien algunas compañías —como Ecopetrol— operan en ambos ámbitos.

Se prevé que el tamaño del mercado de la energía limpia —incluida la instalación y el mantenimiento de la generación eléctrica de bajas emisiones y la producción de combustibles de bajas emisiones— se multiplique por cinco para 2050 en el APS. Actualmente, este crecimiento está liderado por los proyectos hidroeléctricos existentes, y es la creación de valor nacional asociada al despliegue de energía limpia la que impulsa esta

expansión. Alrededor de dos tercios del aumento del mercado de energía limpia hasta 2050 en el APS provienen de la instalación y el mantenimiento de proyectos solares fotovoltaicos y eólicos, así como de la producción de hidrógeno de bajas emisiones. En el STEPS, el mercado de energía limpia alcanza para 2050 solo la mitad del tamaño proyectado en el APS.

Con una planificación estratégica y apoyo a industrias específicas, el tamaño del mercado de energía limpia de Colombia podría superar el nivel contemplado en el APS, potencialmente en un tercio hacia 2050. Las vías para lograrlo incluyen cierta producción —aunque limitada— de vehículos eléctricos y módulos solares fotovoltaicos, la ampliación de la producción existente de hidrógeno de bajas emisiones destinado a fertilizantes, la extracción de cobre y la producción de biocombustibles para exportación (potencial al alza).<sup>1</sup>

## 3.2 Transición justa

La mayor parte del consumo energético de Colombia se realiza en los hogares, para cubrir necesidades básicas en casa y proporcionar movilidad en la vida diaria. Además, una parte significativa de los empleos está directa o indirectamente relacionada con la energía: el sector energético es uno de los principales empleadores del país y el sector industrial representa una parte importante de la demanda de energía. Esta sección analiza el impacto de la senda hacia las emisiones netas cero en la población de Colombia.

### 3.2.1 Acceso a soluciones de cocción limpia

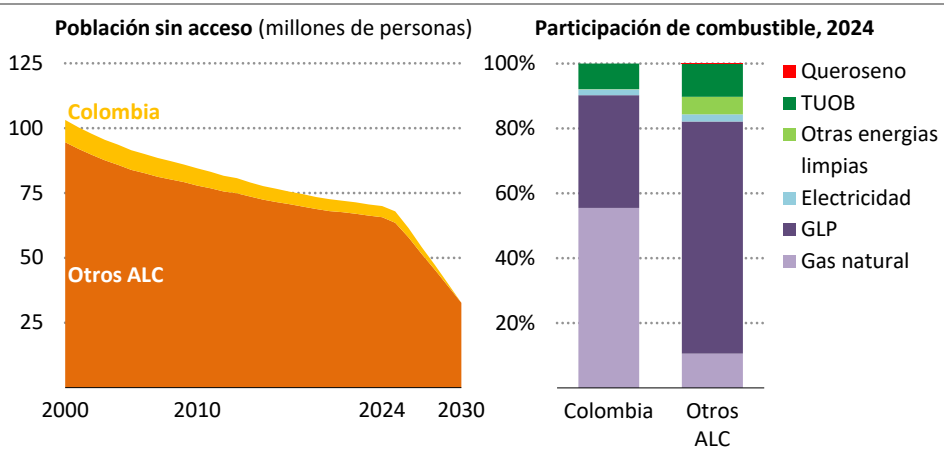
Colombia ha logrado una tasa de acceso a soluciones de cocción limpia del 92%, superando el promedio regional. Todos los combustibles limpios para cocinar —incluidos el biogás, la electricidad, el gas licuado de petróleo (GLP), el gas natural y los pellets— proporcionan reducciones netas de emisiones en comparación con el uso tradicional de biomasa. El progreso ha sido impulsado principalmente por la expansión del gas natural, que ha proporcionado acceso a soluciones de cocción limpia a más de 15 millones de personas en las últimas dos décadas. El gas natural sigue siendo la principal fuente de soluciones de cocción limpia para más de la mitad de la población, seguido por el GLP, que abastece alrededor del 35% (Figura 3.2). Bajo el APS, Colombia alcanza el acceso universal a soluciones de cocción limpia para 2030, proporcionando soluciones limpias a los 4,2 millones de personas restantes.

Para seguir impulsando el progreso, Colombia ha presentado un Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL), que integra el acceso a la energía, los beneficios para la salud y la inclusión social como parte de su marco de transición justa y justicia climática, y traza una hoja de ruta para ayudar a cerrar la brecha de acceso (UPME, 2023a). El documento aporta transparencia, con datos de los últimos años que muestran que el ritmo de mejora de las tasas de acceso a soluciones de cocción limpia se ha ralentizado, y señala que se necesita un mayor esfuerzo para cerrar la brecha. Esta desaceleración se explica en parte porque la población restante

<sup>1</sup> La Sección 3.2.4 incluye una descripción más detallada de las medidas en este potencial al alza.

sin acceso se encuentra lejos de los principales asentamientos y dispersa por el territorio, pero también por barreras económicas, políticas y culturales. Entre ellas se cuentan la financiación pública limitada, la ausencia de marcos normativos sólidos y las dificultades de extender la infraestructura a zonas escasamente pobladas y remotas. Además, el uso combinado de combustibles sigue siendo muy común en las comunidades rurales, donde las prácticas tradicionales persisten a pesar de los riesgos para la salud y el medio ambiente.

**Figura 3.2** ▶ Población sin acceso a soluciones de cocción limpia en el APS, 2000-2030, y matriz de combustibles para cocinar, 2024



IEA. CC BY 4.0.

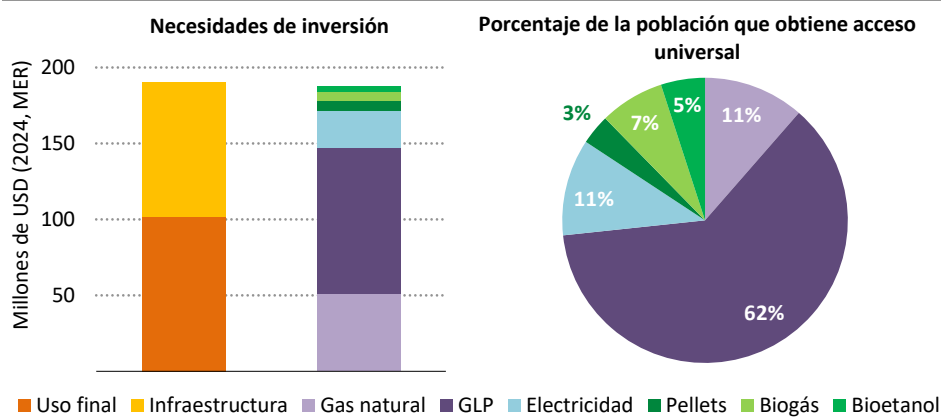
*Colombia ha sido un líder regional en el progreso de las soluciones de cocción limpia y podría convertirse en uno de los primeros países de ALC en cerrar la brecha de acceso para 2030*

Notas: ALC = América Latina y el Caribe; GLP = gas licuado de petróleo; TUOB = uso tradicional de biomasa; Otros sistemas limpios comprende biogás y biodigestores.

Ampliar el acceso a las zonas remotas sigue siendo el desafío fundamental para lograr el acceso universal a soluciones de cocción limpia en Colombia, dada la complejidad y el costo de la prestación del servicio. La mayor parte de la población restante sin acceso vive en las zonas no interconectadas, siendo Vaupés, Vichada y Guainía algunos de los departamentos con mayores brechas de acceso (UPME, 2023a). Abordar estas barreras requiere enfoques más eficientes y focalizados para la adopción a nivel de los hogares. La asequibilidad es una preocupación central, lo que apunta a la necesidad de instrumentos como reducciones fiscales sobre combustibles y equipos, incentivos específicos para los usuarios finales, regulaciones que permitan recargas parciales y modelos de negocio innovadores como el pago por uso. Movilizar la financiación climática y los mercados de carbono ofrece oportunidades adicionales para cerrar las brechas de financiación y hacer que las soluciones modernas de cocina sean más accesibles. Los desafíos relacionados con las barreras culturales a la aceptación de soluciones de cocción limpia frente a

combustibles tradicionales como la leña pueden abordarse mediante alianzas con las autoridades sanitarias locales para difundir mensajes sobre los beneficios de las soluciones de cocción limpia.

**Figura 3.3** ▶ Necesidades de inversión para proporcionar acceso universal a soluciones de cocción limpia y participación de combustibles entre la población que obtiene acceso en Colombia



IEA. CC BY 4.0.

*Se necesitan cerca de 190 millones de USD en inversión para cerrar la brecha de acceso a soluciones de cocción limpia, principalmente destinados a GLP para ayudar a llegar a los centros de población más remotos.*

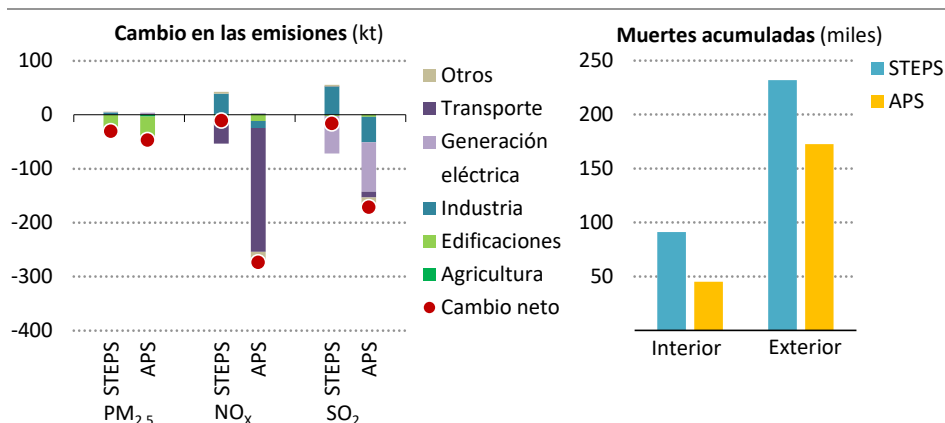
Nota: GLP = gas licuado de petróleo; MER = tasa de cambio de mercado.

La inversión en soluciones de cocción limpia debe alcanzar cerca de 190 millones de USD para lograr el acceso universal (Figura 3.3). Aproximadamente la mitad de este monto se destina a proyectos de infraestructura, para ayudar a ampliar la red existente de gas natural, y el resto a suministrar otros combustibles para cocinar a municipios más pequeños y zonas rurales, así como a promover soluciones comunitarias. Aunque la expansión del GLP sigue siendo esencial para lograr el acceso universal, Colombia está impulsando simultáneamente proyectos de energía renovable descentralizada para garantizar la sostenibilidad a largo plazo y una transición equitativa. Los pellets, el biogás y los biocombustibles también ofrecen soluciones a comunidades donde el combustible puede producirse localmente o en lugares cercanos, proporcionando una opción asequible y limpia para los hogares en los que la distribución de GLP sería demasiado costosa. Como se observa en muchos países, se proyecta que los hogares en Colombia evolucionen sus prácticas de cocina, cobrando importancia la cocina eléctrica una vez alcanzado el acceso universal, especialmente en regiones remotas donde la infraestructura de red o la generación descentralizada de electricidad todavía no están disponibles (ver el Capítulo 2, Sección 2.3.3).

### 3.2.2 Reducción de la contaminación atmosférica

Más del 60% de los colombianos están expuestos a aire contaminado<sup>2</sup>, con importantes consecuencias para la salud y la productividad económica. En Bogotá, por ejemplo, la concentración media anual de partículas finas (PM<sub>2,5</sub>) fue de aproximadamente 17 microgramos por metro cúbico (µg/m<sup>3</sup>) en 2024 (IIASA, 2025), más de tres veces la directriz anual de la Organización Mundial de la Salud (OMS) de 5 µg/m<sup>3</sup> (OMS, 2021), lo que supone riesgos claros para la salud pública. En 2024, la contaminación atmosférica causó más de 26 muertes prematuras al día en Colombia. Más allá de los impactos directos en las muertes prematuras, la contaminación del aire también ralentiza el crecimiento económico al aumentar los costos sanitarios, reducir la productividad e incrementar las jubilaciones anticipadas.

**Figura 3.4** ▶ Cambio en la contaminación del aire por contaminante y fuente, y número total de muertes prematuras en el STEPS y en el APS, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

**La reducción de los principales contaminantes atmosféricos en el APS podría evitar 46 000 muertes por contaminación del aire en los hogares y 59 000 muertes por contaminación atmosférica exterior entre 2024 y 2050**

Nota: NO<sub>x</sub> = óxidos de nitrógeno; PM<sub>2,5</sub> = material particulado con un diámetro de 2,5 µm o menos; SO<sub>2</sub> = dióxido de azufre; kt = mil toneladas.

Fuente: Análisis de la AIE basado en modelación del IIASA (2025).

Las políticas actualmente vigentes solo conducen a mejoras limitadas en la calidad del aire (Figura 3.4). Las emisiones de PM<sub>2,5</sub> disminuyen a lo largo del período de proyección en el STEPS, principalmente debido a la reducción de la combustión de biomasa para cocinar y

<sup>2</sup> El aire contaminado se define como una exposición a una concentración de PM<sub>2,5</sub> superior a 5 microgramos por metro cúbico, de acuerdo con el nivel anual de las AQG recomendado por la Organización Mundial de la Salud (OMS, 2021).

calefacción en las edificaciones, y las emisiones de NO<sub>x</sub> se reducen sobre todo por mejoras en el transporte. Sin embargo, las emisiones de SO<sub>2</sub> aumentan, impulsadas por el sector industrial. La descarbonización del sector energético puede aportar mejoras significativas en la contaminación atmosférica. En el APS, la reducción de PM<sub>2,5</sub> aumenta un 50%, mientras que la reducción de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> se multiplica por más de diez en comparación con el STEPS, con emisiones de todas las fuentes que disminuyen con el tiempo a medida que el sistema energético se desplaza de los combustibles fósiles hacia fuentes de energía más limpias y la producción de combustibles fósiles se reduce de forma considerable. Esta profunda transformación del sistema energético se traduce en unas 46 000 muertes menos por contaminación del aire en los hogares y 59 000 muertes menos por contaminación atmosférica exterior entre 2024 y 2050, lo que pone de relieve los importantes beneficios para la salud de la descarbonización.

### **Cuadro 3.1 ▶ Participación comunitaria**

La participación pública y el involucramiento de las comunidades son fundamentales para asegurar transiciones energéticas exitosas centradas en las personas. Esta implicación genera apoyo del público, incorpora perspectivas locales, democratiza el acceso a la energía, impulsa el desarrollo y contribuye a crear aceptación de planes de transición energética adecuados. La existencia de normas claras que regulen este proceso de participación y los proyectos comunitarios puede garantizar el respeto de los derechos de las personas, a la vez que proporciona seguridad de planificación al sector privado.

En Colombia, la participación comunitaria es especialmente crucial en los proyectos a gran escala, que a menudo se ubican en territorios indígenas. El derecho a la consulta previa con comunidades indígenas o afrodescendientes está consagrado en la Constitución de Colombia y en la Convención núm. 169 de la Organización Internacional del Trabajo (ILO), ratificada por el país. El departamento de La Guajira, donde se encuentran los mejores recursos eólicos, es también una de las regiones más empobrecidas del país. Su población, de la cual más del 40% es indígena, tiene un acceso limitado a los servicios públicos. El acceso a la electricidad en La Guajira se sitúa por debajo del 60%, frente a un promedio nacional del 93%.

Los resultados de las consultas previas en La Guajira han sido mixtos. Entre las experiencias exitosas más destacadas figura un acuerdo con 97 comunidades indígenas wayuu para la construcción de la línea de transmisión Alpha-Beta-Cuestecitas, esencial para el avance de los proyectos renovables en la zona. Por otro lado, la falta de aceptación social de algunos proyectos eólicos ha provocado retrasos y, en algunos casos, el abandono de propuestas. Obtener una licencia social para los proyectos eólicos y de transmisión en La Guajira es un factor determinante para la implementación de proyectos renovables en Colombia. Fortalecer la capacidad institucional de las entidades gubernamentales para llevar a cabo consultas previas y supervisar el cumplimiento de los acuerdos es esencial para mejorar la eficacia de estos procesos. Además, la inclusión de

inversiones sociales obligatorias y de requisitos de contratación de mano de obra local en las subastas de proyectos podría aumentar aún más la aceptación social y asegurar beneficios más inclusivos de la transición energética.

Otra forma en que Colombia ha aplicado los principios de participación comunitaria es mediante la creación de una estrategia de “comunidades energéticas”, incorporada en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 y posteriormente desarrollada mediante regulación del Ministerio de Minas y Energía. Para abril de 2025, se habían seleccionado 285 de estas comunidades. Estas comunidades reciben formación y apoyo para gestionar, operar y mantener sistemas distribuidos de generación y autoconsumo de energía, con el fin de acceder a la electricidad o a soluciones de soluciones de cocción limpia, o de mejorar la calidad de los servicios existentes. Si bien la expansión de estas comunidades puede profundizar aún más el rol de la ciudadanía en la transición, su despliegue debe ser cuidadosamente supervisado por los planificadores energéticos y los responsables de políticas para garantizar una integración fluida en el sistema energético central y el cumplimiento de las normativas vigentes. El modelo debe complementarse con medidas específicas para fortalecer la participación de los jóvenes, ampliando las oportunidades de educación, participación cívica y liderazgo, de modo que las generaciones más jóvenes —que vivirán con los impactos de largo plazo de las decisiones actuales— tengan una voz real en su definición.

Al consolidar estos esfuerzos mediante sólidas salvaguardas de los derechos legales (incluido el proceso de consulta estatutaria “Consulta Previa”), una regulación favorable a las iniciativas lideradas por las comunidades, procesos de decisión transparentes y participativos y la inclusión activa de mujeres, pueblos indígenas, jóvenes y otros grupos vulnerables, Colombia puede seguir posicionándose a la vanguardia de una transición hacia la energía limpia que sea justa, inclusiva y arraigada en el ámbito local.

### 3.2.3 Mantener las facturas de energía asequibles

Garantizar un acceso a la energía asequible y fiable para todos los ciudadanos sigue siendo una prioridad fundamental de la política energética de Colombia. Las facturas energéticas de los hogares, incluido el consumo residencial y el asociado al transporte, se han mantenido históricamente bajas gracias a los subsidios a los combustibles fósiles y a las estructuras tarifarias de la electricidad que protegen a los hogares vulnerables. Estos subsidios ayudaron a amortiguar el impacto de la crisis energética mundial de 2022 en las facturas de los hogares, pero la carga fiscal ha aumentado considerablemente en los últimos años. Los subsidios explícitos a los combustibles fósiles en Colombia alcanzaron el 2,5% del PIB en 2022 (Gutiérrez et al., 2024), por encima del promedio de 0,9% en América Latina y el Caribe (Black et al., 2023).

El sistema actual de subsidios ya está experimentando cambios iniciales, lo que ofrece la oportunidad de orientar mejor el apoyo hacia los hogares vulnerables. El mecanismo de

estabilización de precios de larga data para los combustibles de transporte, denominado FEPC, ha comenzado a retirar gradualmente el apoyo a la gasolina, y se espera que el diésel siga el mismo camino. Si bien esta reforma puede liberar recursos importantes del presupuesto nacional, es fundamental que la eliminación sea gradual y se acompañe de medidas compensatorias focalizadas para proteger a los hogares más vulnerables. En el caso de la electricidad y el gas natural, un sistema de subsidios cruzados basado en las características de la vivienda protege a algunos consumidores de tarifas elevadas. Sin embargo, este sistema también afronta presiones presupuestarias y un enfoque de focalización deficiente: se estima que actualmente alrededor del 80% de todos los subsidios energéticos llega a hogares no pobres (Fedesarrollo, 2021). Mejorar la focalización podría aumentar la eficacia de la política, por ejemplo, utilizando indicadores de ingreso y vulnerabilidad de los hogares del SISBEN IV<sup>3</sup> en lugar de las características de la vivienda. Al mismo tiempo, una mayor dependencia de importaciones de GNL más costosas podría ejercer presión al alza sobre los precios de la electricidad. Las centrales eléctricas a gas podrían fijar el precio marginal con mayor frecuencia, especialmente si la inversión en nueva capacidad no logra seguir el ritmo del crecimiento de la demanda o durante años secos como los de El Niño, cuando se reduce la generación hidroeléctrica.

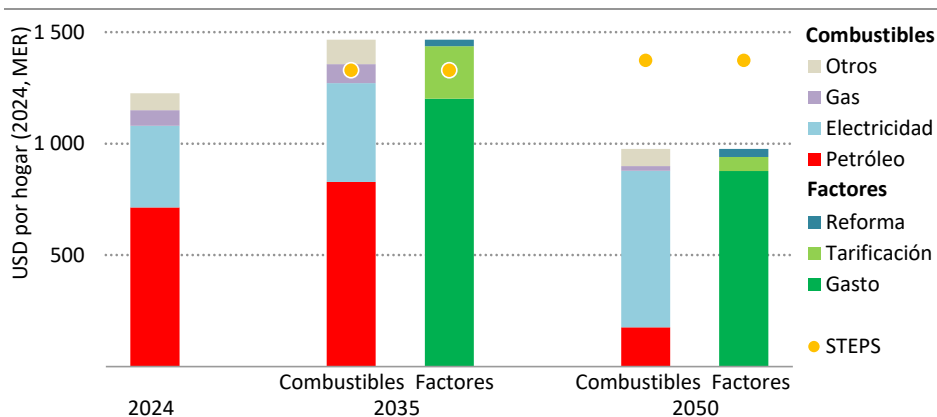
En Colombia también persisten desigualdades en el acceso a la energía y en su asequibilidad. La cobertura eléctrica nacional supera el 90%, pero el acceso cae por debajo del 50% en algunas zonas rurales y remotas (UPME, 2023b). A pesar de las medidas recientes, las disparidades regionales en términos de asequibilidad siguen siendo marcadas: la costa Caribe, por ejemplo, se enfrenta tanto a tarifas más altas como a una menor confiabilidad del servicio —una doble inequidad— debido a redes costosas con elevadas pérdidas técnicas y no técnicas y a frecuentes interrupciones del suministro. Cerca de 2 millones de colombianos —principalmente en zonas remotas e insulares— siguen dependiendo de una generación diésel costosa y contaminante, con horas de servicio limitadas. Extender un suministro eléctrico fiable y limpio a estas zonas no interconectadas sigue siendo un desafío político urgente, con implicaciones significativas para la equidad y las oportunidades económicas. El aumento de la demanda de refrigeración podría profundizar aún más estas brechas, especialmente en las regiones cálidas donde la electricidad ya es cara e inestable.

Descarbonizar la demanda de energía puede ayudar a abordar muchos de estos desafíos gracias a una fuerte adopción de tecnologías de electrificación en el APS, como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, así como de mejoras de eficiencia como la rehabilitación de edificaciones. Si bien la demanda de electricidad aumenta, el consumo de combustibles fósiles cae drásticamente, lo que reduce la carga fiscal y mitiga el impacto sobre los hogares de la eliminación gradual de los subsidios generalizados a los combustibles fósiles. Un menor consumo de combustibles fósiles también reduce la dependencia de las importaciones de gas natural, diésel y gasolina, y limita la exposición a la volatilidad de los precios internacionales. Se espera que los precios de la electricidad se vuelvan más estables y estén

<sup>3</sup> El SISBEN (Sistema de Identificación de Potenciales Beneficiarios de programas sociales) es el registro social de Colombia para los programas sociales y se basa en datos censales.

menos vinculados a los mercados de gas en el APS, a medida que la generación solar fotovoltaica y eólica se expanda y sustituya a la generación a gas natural. Estos cambios refuerzan la resiliencia y la asequibilidad del sistema, pero exigen un sistema eléctrico capaz de suministrar energía de forma segura a toda la población, incluso en las zonas remotas.

**Figura 3.5** ▶ **Factura energética anual promedio de los hogares por combustible y factor determinante en Colombia en el APS y el STEPS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Las facturas de los hogares aumentan hacia 2035 debido a la tarifificación del carbono y a la eliminación de subsidios, pero descienden de aquí a 2050 impulsadas por la eficiencia energética; los ingresos por CO<sub>2</sub> pueden amortiguar los costos adicionales*

Notas: MER = tasa de cambio de mercado. El gasto energético incluye los efectos combinados de los precios de los combustibles, el consumo y los impuestos.

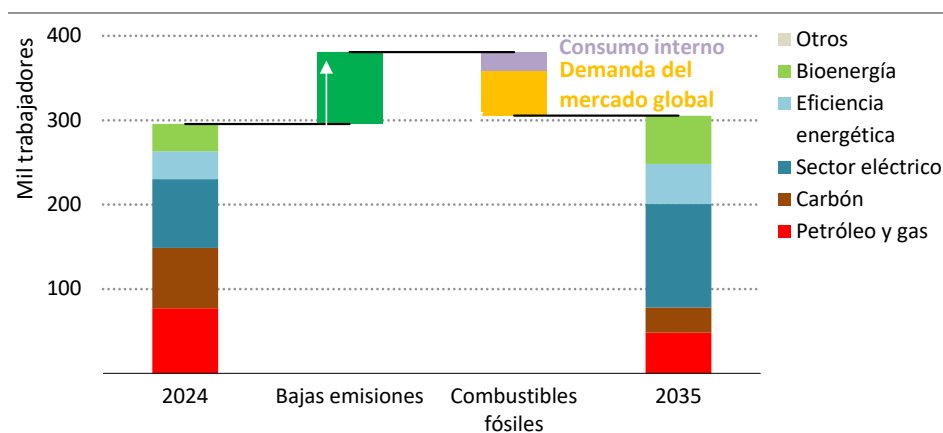
Las facturas de energía podrían disminuir en largo plazo en el APS, a pesar de una mayor actividad económica y a costa de un aumento en la próxima década. Las facturas energéticas aumentan alrededor de un 20% en el APS de aquí a 2035, principalmente como resultado de la tarifificación del carbono y de la eliminación de subsidios (Figura 3.5). Si se excluyen estos efectos, las facturas son inferiores a las del STEPS. A mediados de siglo, las facturas de los hogares en el APS caen hasta situarse aproximadamente un 20% por debajo de los niveles actuales y se mantienen muy por debajo de las del STEPS, que continúan aumentando de forma sostenida. Esto demuestra que invertir a corto plazo en equipamiento de bajas emisiones conduce a ahorros prolongados y sostenidos en las facturas de energía. Las reformas de la tarifificación del carbono y de los subsidios también generan nuevos ingresos públicos que pueden redirigirse para brindar apoyo focalizado a los hogares de bajos ingresos, por ejemplo, mediante transferencias directas para el pago de facturas energéticas o mediante apoyo a la inversión en tecnologías de bajas emisiones a través de subsidios o préstamos concesionales.

### 3.2.4 Oportunidades para la industria y el empleo durante la transición

El sector energético de Colombia emplea actualmente a cerca de 300 000 personas, alrededor del 1% de la fuerza laboral del país. Estos empleos se reparten casi a partes iguales entre las industrias de combustibles fósiles y las de bajas emisiones. La minería del carbón es el mayor empleador del sector energético, seguida de la extracción de petróleo y de la red eléctrica. En conjunto, estos tres sectores representan el 40% de la fuerza laboral energética y aportan más del 10% del PIB nacional (DANE, 2025a). Esta dependencia crea una vulnerabilidad para la economía colombiana, pero la descarbonización del país en el contexto global ofrece la oportunidad de crear nuevos empleos.

En el APS, el empleo en el sector energético aumenta ligeramente hasta 2035, aunque con una composición distinta (Figura 3.6). La mayor parte de las pérdidas se debe a la reducción de la demanda mundial de petróleo y carbón, dado que Colombia exporta actualmente más de la mitad de su producción de petróleo y más del 90% de su producción de carbón. Los sectores de bajas emisiones, en cambio, añaden 85 000 empleos en la próxima década a medida que la economía se electrifica, convirtiendo al sector eléctrico en el mayor empleador, con el 40% de todos los puestos de trabajo del sector energético.

**Figura 3.6** ▶ Empleo en el sector energético en Colombia en el APS, 2024-2035



IEA. CC BY 4.0.

*El empleo en el sector energético en Colombia se transforma en la próxima década, con siete de cada diez trabajadores empleados en sectores de bajas emisiones*

El sector del carbón, que hoy es una fuente muy importante de empleo en Colombia con más de 70 000 puestos de trabajo, registra la caída de producción más rápida. Para 2035 se perderán alrededor de 40 000 de estos empleos, en parte por la reducción de la demanda interna, pero principalmente por la menor demanda global, especialmente a medida que los actuales socios comerciales se descarbonizan. Esta disminución prevista

de la demanda afectará a todos los combustibles fósiles, si bien en distinta magnitud. Más del 90% de la producción de carbón de Colombia se exporta, mientras que en el caso del petróleo esta proporción es inferior al 60%.

La economía colombiana está expuesta a la transición del carbón, ocupando la décima posición más alta del mundo en el *Coal Transitions Exposure Index*, debido a los riesgos asociados a la dependencia económica y a la brecha en el desarrollo de alternativas (IEA, 2022). Sus grandes minas de carbón, destinadas principalmente a la exportación, se concentran casi exclusivamente en el norte del país (departamento de La Guajira) y, en parte, en el noreste (departamento del Cesar), lo que supone un reto para los responsables de política a la hora de garantizar una transición fluida y justa hacia otros sectores. Esto subraya la necesidad de promover sectores alternativos como la agricultura sostenible, la industria y el turismo, con el fin de ayudar a diversificar y fortalecer la resiliencia de las economías locales. Con el objetivo de fomentar la colaboración y el intercambio de conocimientos en torno a transiciones energéticas justas, Colombia tiene previsto acoger en 2026 la Conferencia Internacional sobre la Eliminación Progresiva de los Combustibles Fósiles, promoviendo la cooperación global en transiciones justas y equitativas para las regiones dependientes de los combustibles fósiles.

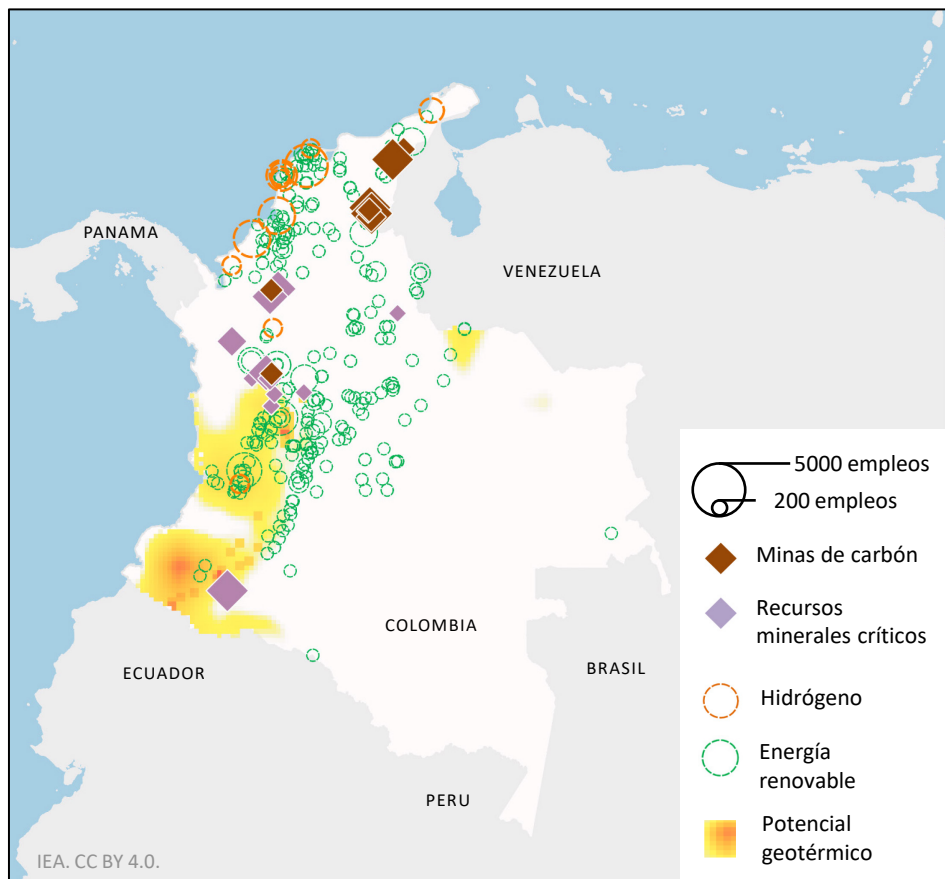
La senda hacia las emisiones netas cero y la descarbonización global ofrece oportunidades para crear empleo en nuevos sectores. Para 2035, Colombia añadirá alrededor de 20 GW de capacidad de energías renovables, convirtiendo al sector eléctrico y a la infraestructura asociada en el principal motor del crecimiento del empleo, con, por ejemplo, unos 8 000 puestos de trabajo creados en la red de transmisión y distribución. El aumento de la eficiencia en los usos finales genera alrededor de 15 000 empleos, y una mayor demanda de bioenergía crea 24 000 empleos adicionales. Estos empleos se distribuyen por todo el país, pero se concentran sobre todo en los centros de alta densidad de población, donde las oportunidades económicas ya son más abundantes, y en departamentos con recursos excepcionales, como La Guajira y Cesar. Estos dos departamentos dependientes del carbón se están priorizando en la actualización NDC 3.0 de Colombia mediante planes de transición territorial justa orientados a la diversificación económica y la inclusión social. La transición desde la minería del carbón será más sencilla para quienes viven cerca de proyectos de bajas emisiones ya anunciados, ya que estos podrían absorber alrededor de un tercio de los empleos actuales en el carbón dentro de un radio de 50 km. Más allá de estos factores, que son esenciales para la descarbonización del sistema energético colombiano en el APS, existen otros sectores con potencial al alza para crear empleos adicionales (Figura 3.7):<sup>4</sup>

- **Minerales críticos:** Colombia ya alberga la mina Cerro Matoso, la mayor mina de níquel de Sudamérica. Aunque el país enfrenta una fuerte competencia de Indonesia en la extracción de níquel, existen varios proyectos potenciales para desarrollar yacimientos de cobre y molibdeno, como el proyecto de cobre Alacrán. Si tiene éxito, este proyecto suministraría 360 mil toneladas (kt) de cobre al año, situando a Colombia entre los

<sup>4</sup> Consulte la Sección 3.1 para una evaluación económica del potencial de crecimiento.

15 principales países productores de cobre, un mineral fundamental para la transición energética, especialmente para redes e infraestructuras de tecnologías limpias. El refinado de cobre puede generar valor industrial adicional en el país y, con ello, nuevos empleos.

**Figura 3.7 ▶ Minas de carbón, recursos minerales críticos y proyectos de bajas emisiones anunciados en Colombia a fecha de 2024**



IEA. CC BY 4.0.

*Entre los proyectos de bajas emisiones anunciados se incluyen algunos cercanos a minas de carbón existentes que ofrecen potencial para la transferencia de empleo, mientras que las minas más pequeñas se ubican cerca de recursos minerales críticos*

Notas: La energía renovable incluye la energía hidroeléctrica, la solar fotovoltaica y la eólica. El rojo indica un alto potencial y el amarillo un bajo potencial para la geotermia de próxima generación en términos de densidad energética.

Fuentes: análisis de la AIE basado en Global Energy Monitor (2025a), Global Energy Monitor (2025b), IEA (2025a) y cálculos de Project InnerSpace™ para sistemas geotérmicos mejorados basados en datos GeoMap™ sobre el potencial geotérmico.

- **Hidrógeno de bajas emisiones:** Colombia cuenta con un potencial significativo, en particular en el departamento de La Guajira, para producir hidrógeno de bajas emisiones altamente competitivo. Este hidrógeno puede utilizarse directamente a nivel nacional, convertirse en combustibles derivados del hidrógeno para exportación o transformarse en productos de mayor valor añadido, como amoníaco para fertilizantes o hierro reducido. Más allá de la producción de hidrógeno de bajas emisiones proyectada en el APS, de alrededor de 1,2 Mt para 2050, el caso del amoníaco para fertilizantes es especialmente interesante desde el punto de vista de la creación de empleo, ya que podría reducir la elevada dependencia de importaciones en este insumo clave para el sector agrícola (ver el Cuadro 3.2). La industria de fertilizantes también puede generar nuevos empleos mineros para la producción y el beneficio de fosfatos de roca. No obstante, podría requerirse nueva infraestructura, dado que esas reservas se ubican en el centro del país.
- **Biocombustibles:** La producción de biocombustibles podría expandirse aún más allá del nivel de 10 000 barriles equivalentes de petróleo por día proyectado en el APS para 2050, principalmente gracias a tecnologías emergentes con potencial para producir combustibles de aviación sostenibles (SAF) destinados a la exportación. Según la senda tecnológica, esta producción podría localizarse en departamentos productores de aceite de palma, como Meta o Santander, para la ruta tradicional de ésteres y ácidos grasos hidrotratados (HEFA), y en departamentos con caña de azúcar, como Cauca, para la ruta alcohol-a-jet. Sin embargo, para reducir la presión sobre el uso del suelo, esta producción también podría desplazarse a otras zonas con disponibilidad de materias primas avanzadas, como residuos de cultivos, residuos forestales o la fracción orgánica de los residuos municipales.
- **Fabricación de tecnología de energía limpia:** Colombia tiene potencial para participar más activamente en las cadenas de suministro de tecnologías de energía limpia, en particular atendiendo a su creciente mercado interno. De aquí a 2050, el país instalará 80 GW de capacidad solar fotovoltaica —incluidos reemplazos— y desplegará 25 millones de vehículos eléctricos (tres cuartas partes de todas las ventas de vehículos) en el APS. Además de las actividades de instalación y mantenimiento asociadas a este despliegue, la manufactura nacional puede generar empleo y valor añadido internos. En particular, en el caso de los VE y los módulos solares fotovoltaicos, Colombia puede aprovechar sus industrias automotrices ya existentes, con una capacidad de producción de 300 000 vehículos livianos y 1 millón de vehículos de dos y tres ruedas al año (ProColombia, 2025), su proximidad a recursos críticos en la región, la disponibilidad de electricidad renovable de bajo costo y la infraestructura portuaria para la importación de productos intermedios, como polisilicio y obleas.
- **Geotermia de próxima generación:** Gracias a los avances en perforación geotérmica, la explotación de este recurso ya no está tan limitada por la localización y se abre una gama mucho más amplia de sitios en Colombia, especialmente en el norte y el sur del país. Dado que las tecnologías del sector del petróleo y el gas son fundamentales para estos avances, la reconversión laboral podría requerir menos reciclaje de competencias. Como

fuelle de generación despachable, la geotermia de próxima generación tiene el potencial de sustituir otras tecnologías de base de bajas emisiones, como la hidroeléctrica, la nuclear o la bioenergía, prestando los mismos servicios al sistema energético, o bien aliviar la presión sobre el ambicioso incremento de la energía solar fotovoltaica y eólica. Según se detalla en el informe *The Future of Geothermal Energy* de la AIE, el costo nivelado de la electricidad geotérmica podría bajar a 30-75 USD por MWh si los costos de construcción se reducen al rango de 2 000-5 000 USD por kW para 2050, lo que haría competitiva la geotermia de próxima generación en Colombia (IEA, 2024a). No obstante, para desbloquear el potencial de mercado de la geotermia de próxima generación para generación eléctrica, será necesario innovar y mejorar los procesos a fin de reducir los costos de forma significativa, y los proyectos deberán aprovechar tasas bajas de costo de capital.

Los empleos en sectores de bajas emisiones difieren de los trabajos mineros en términos de nivel de cualificación en algunos casos. Aunque los proyectos de energías renovables y la minería de minerales críticos requieren competencias similares a las de la minería del carbón, será necesario reciclar y mejorar las cualificaciones para garantizar que las personas puedan seguir participando en el mercado laboral. Para asegurar una transición que beneficie a todos, los hacedores de política también deberían incentivar y facilitar la distribución de proyectos energéticos en las zonas más rurales y remotas del país y en las regiones mineras de carbón. Entre las iniciativas que pueden ayudar a crear oportunidades figuran el apoyo gubernamental específico para comunidades y trabajadores, con énfasis en el desarrollo de capacidades y la formación, así como la garantía de un diálogo social sólido y de la participación de las partes interesadas, en especial jóvenes, mujeres y comunidades indígenas.

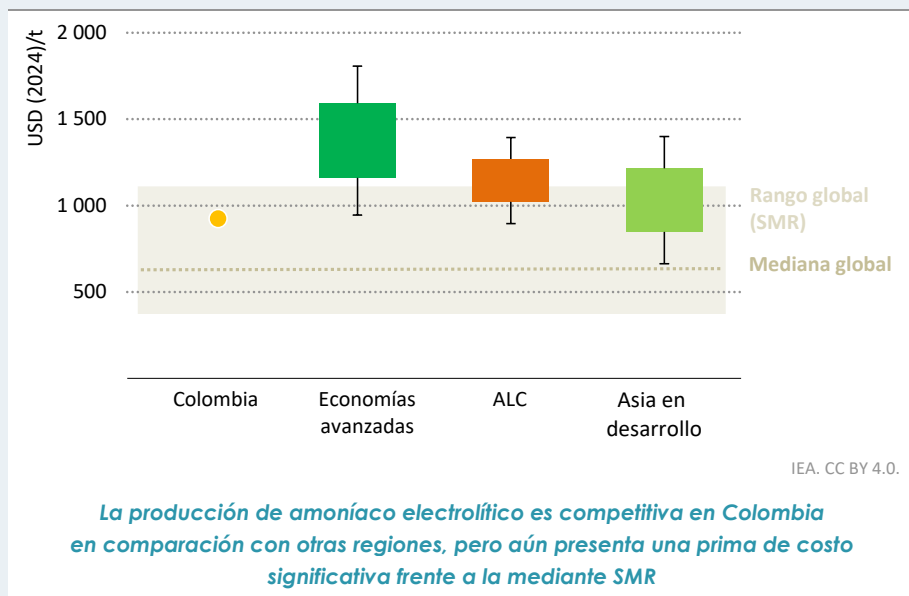
Colombia cuenta con varias iniciativas del sector privado y proyectos de la sociedad civil que respaldan una transición energética justa e inclusiva; programas similares liderados por el gobierno y dedicados a la transición laboral pueden contribuir a ofrecer una vía para la recualificación y mejora de competencias de los trabajadores en el ámbito de la energía limpia. Los cambios en el empleo también pueden aumentar las oportunidades para los jóvenes en comunidades cuya economía depende en gran medida del carbón. La reciente prórroga de la Ley 1715 de 2014, establecida en la Resolución 736 de 2025, ya ofrece incentivos para atraer nuevas industrias mediante créditos fiscales, por ejemplo, para componentes de vehículos eléctricos (UPME, 2025).

### **Cuadro 3.2 ▶ ¿Puede Colombia reducir su dependencia de las importaciones de fertilizantes?**

El sector agrícola de Colombia, que representa aproximadamente el 9% del PIB y emplea a unos 3 millones de personas, es considerado por el gobierno una prioridad nacional estratégica y un pilar clave del desarrollo rural (Banco Mundial, 2025a). Aunque el país produce pequeñas cantidades de fertilizantes a base de fosfato de roca, sigue dependiendo en gran medida de las importaciones, con alrededor del 75% de la demanda

de fertilizantes cubierta por proveedores extranjeros (FAOStat, 2025). Uno de los principales productores, importadores y mezcladores de fertilizantes de Colombia, Monómeros Colombo Venezolanos, suministra alrededor del 30% del mercado interno, lo que hace que el país dependa en gran medida de su funcionamiento continuo para garantizar la seguridad alimentaria. Esta dependencia de los mercados mundiales de fertilizantes hizo que Colombia fuera especialmente vulnerable durante los picos de precios de 2021-2022, cuando los costos se dispararon tras la invasión rusa de Ucrania, las restricciones autoimpuestas de China a las exportaciones de fosfato y urea, y los cuellos de botella en el transporte marítimo y la logística relacionados con la COVID-19 que interrumpieron a proveedores mundiales clave.

**Figura 3.8** ▶ Costo nivelado de la producción de amoníaco electrolítico en el APS, 2035



Notas: SMR = reformado de metano con vapor; ALC = América Latina y el Caribe. La mediana global (SMR) se refiere al coste proyectado para 2035. El rango global (SMR) corresponde al rango superior e inferior de los precios internacionales de amoníaco en 2024.

Un sector agrícola amplio y estratégico, combinado con la exposición a mercados internacionales de fertilizantes muy volátiles, crea oportunidades para que Colombia invierta en la producción nacional de amoníaco, un insumo clave en las cadenas de suministro de fertilizantes. Colombia podría producir amoníaco electrolítico por unos 900 USD por tonelada en 2035, con una prima de alrededor de 300 USD por tonelada frente al coste mediano mundial proyectado para 2035 del amoníaco producido mediante reformado de metano con vapor (SMR), el método de producción más habitual en la actualidad (Figura 3.8). Si bien esta prima es significativa, el coste nivelado de

producir amoníaco electrolítico en Colombia se mantendría por debajo del límite superior del rango histórico de precios y contribuiría a los objetivos de descarbonización a largo plazo, reforzaría la competitividad de las exportaciones agrícolas en mercados globales que adopten mecanismos de ajuste de carbono en frontera y reduciría la exposición a mercados internacionales volátiles, al tiempo que fortalecería la seguridad alimentaria.

Instrumentos de política como los contratos por diferencia o los acuerdos de compra a largo plazo podrían acelerar el desarrollo del mercado y reducir la prima de coste. Dado que Colombia gastó alrededor de 480 millones de dólares en importaciones de fertilizantes a base de nitrógeno en 2022, destinar aproximadamente la mitad de ese monto a la producción interna de amoníaco electrolítico podría suministrar el amoníaco necesario para una industria de fertilizantes fosfatados incipiente pero en expansión, aprovechando los prometedoros yacimientos de fosfato de roca del país. Suponiendo una combinación de métodos de producción de fertilizantes fosfatados y nitrogenados, esto podría proporcionar el amoníaco requerido para más de 600 kt de productos fertilizantes, equivalente a cerca del 60% de las importaciones actuales de fertilizantes, lo que se traduciría en cadenas de suministro nacionales más sólidas y apoyaría un crecimiento industrial bajo en carbono en Colombia.

### 3.3 Seguridad eléctrica y resiliencia climática

Un elemento fundamental de la senda de Colombia hacia las emisiones netas cero es la creciente electrificación del sistema energético, que se cubrirá en parte con el aumento de las energías renovables y la correspondiente expansión de la red. En conjunto, estos cambios modifican el perfil de riesgos y vulnerabilidades del sistema energético frente a amenazas naturales, como los fenómenos meteorológicos extremos, y frente a cambios graduales derivados del cambio climático. Esta sección examina las implicaciones de estos factores.

#### 3.3.1 Resiliencia climática del sistema eléctrico

La variación climática es un elemento fundamental de la seguridad eléctrica de Colombia. Situada en la Zona de Convergencia Intertropical (ICZ, por sus siglas en inglés) y afectada por el Chorro de Baja Altitud del Caribe (CLLJ, por sus siglas en inglés), un fuerte viento del este, Colombia tiene dos periodos de lluvias intensas y dos periodos más secos al año, en los que los periodos húmedos corresponden a cielos nublados y vientos más débiles, mientras que las estaciones secas presentan cielos más despejados y vientos más fuertes. Estos elementos son consideraciones clave al explorar el potencial eólico y solar de Colombia, componentes esenciales de la ruta trazada en el APS.

Además, las variaciones interanuales de El Niño y La Niña (ENSO, por sus siglas en inglés, El Niño-Oscilación del Sur) tienen un impacto significativo en el sistema eléctrico. Los episodios de El Niño en Colombia se asocian con lluvias menos frecuentes y temperaturas más altas,

que ocasionan sequías, mientras que La Niña tiene el efecto contrario, aumentando los riesgos de inundaciones y deslizamientos de tierra. Más de la mitad de todos los meses entre 1992 y julio de 2025 estuvieron marcados por condiciones de El Niño o La Niña (NOAA, 2025).

Los eventos de ENSO han moldeado todo el sistema eléctrico de Colombia. En 1992, cuando la matriz eléctrica de Colombia incluía un 78% de generación hidroeléctrica, el país sufrió una grave crisis energética debido a una sequía inducida por El Niño que provocó que el nivel agregado de los embalses hidroeléctricos bajara por debajo del 30% de su capacidad. Esto coincidió con que el 20% de las centrales termoeléctricas estuviera fuera de servicio debido a fallas de mantenimiento. Colombia experimentó un déficit de generación del 25%, lo que ocasionó cortes de electricidad (Pulgarin-Morales, Krueger, 2025). Este episodio desencadenó una importante reforma del sector eléctrico (Corte Constitucional, 1992).

Los impactos del cambio climático sobre el ENSO —un fenómeno global altamente complejo— están sujetos a un alto grado de incertidumbre. Estudios recientes señalan que el calentamiento global tiende a provocar una disminución de la amplitud global del ENSO para finales de siglo (Callahan et al., 2021), mientras que los escenarios de altas emisiones muestran un aumento en la frecuencia de episodios de La Niña y en la variabilidad de las precipitaciones relacionada con el ENSO (Geng et al., 2023; Cai et al., 2022). Por ello, es fundamental que Colombia refuerce la resiliencia de su sistema eléctrico y mejore sus capacidades de gestión del riesgo de desastres frente a sequías e inundaciones.

### *Las variaciones climáticas desafían al sector hidroeléctrico colombiano*

La generación hidroeléctrica en Colombia enfrenta desafíos sustanciales derivados de las variaciones interanuales del ENSO. Los eventos de El Niño aportan, en algunas zonas del país, precipitaciones menos frecuentes, que reducen los aportes a los embalses, y temperaturas más altas, que incrementan la evaporación del agua embalsada. Los niveles de agua más bajos resultantes reducen directamente la cantidad de recurso disponible para la generación hidroeléctrica, lo que provoca una caída sustancial en la producción eléctrica. Además, las centrales hidroeléctricas están diseñadas para operar durante varias décadas, lo que las hace más expuestas a los efectos del cambio climático a lo largo de su vida útil.

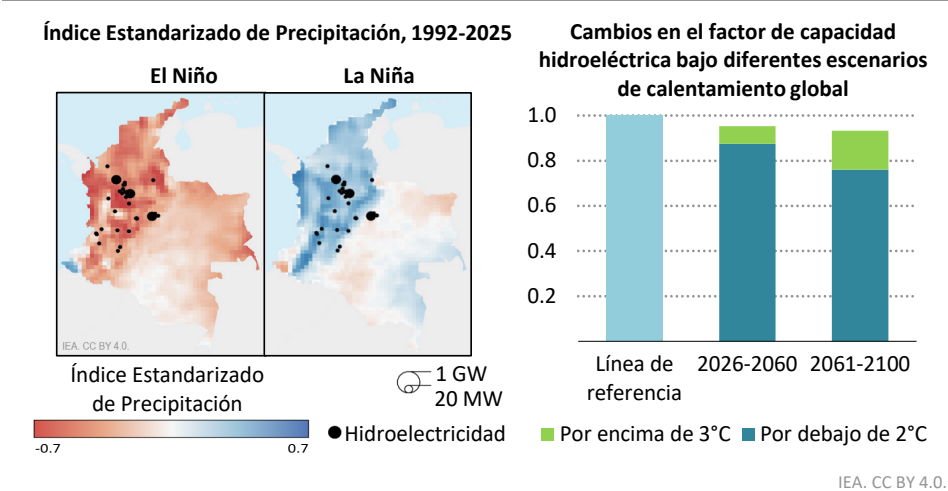
El análisis de la AIE sobre los patrones de precipitación muestra que, en el conjunto de las centrales hidroeléctricas de Colombia, durante los meses de El Niño entre 1992 y 2025 el Índice Estandarizado de Precipitación (SPI, por sus siglas en inglés)<sup>5</sup> se redujo en 0,4 puntos por debajo de la línea base. Esto elevó la probabilidad de precipitaciones por debajo de la media al 66% y aumentó el riesgo de sequía moderada en 27 puntos porcentuales, hasta el 73%. En el mismo periodo, casi tres cuartas partes de las centrales hidroeléctricas experimentaron una sequía severa en algún momento durante meses de El Niño. Por

<sup>5</sup> El Índice Estandarizado de Precipitación (SPI) cuantifica las anomalías de precipitación en relación con el promedio climatológico del periodo preindustrial (1850-1900), que se fija en cero. Los valores por debajo de cero representan condiciones más secas, mientras que los valores por encima de cero indican condiciones más húmedas. Las sequías moderadas se definen como meses con un valor de SPI inferior a -1 y las sequías severas como meses con un valor de SPI inferior a -2,5.

ejemplo, Colombia sufrió sequías severas en 2015 y 2016 durante meses de El Niño, con precipitaciones que llegaron a estar un 40% por debajo de los niveles habituales y niveles de agua en los embalses que cayeron entre un 60% y un 70% (Sustainable Water & Energy Solutions Network, 2020).

Las sequías provocan una disminución de la generación hidroeléctrica. En abril de 2024, durante una sequía inducida por El Niño, la cuota del suministro eléctrico nacional cubierta por la hidroelectricidad bajó al 46%, frente a un promedio anual del 68% en la última década (Bloomberg Línea, 2024). Para mitigar los impactos, el país suspendió las exportaciones de electricidad al vecino Ecuador (FMI, 2024). Sin embargo, existe una compleja interacción entre fenómenos hidroclimatológicos locales y de gran escala: estudios han demostrado que algunos caudales de ríos que alimentan embalses hidroeléctricos entre 2000 y 2024 aumentaron durante episodios de El Niño, mientras que otros disminuyeron (Ochoa et al., 2025). Esto pone de manifiesto la necesidad de enfoques de gestión del agua adaptados específicamente a cada embalse.

**Figura 3.9** ▶ El Niño y La Niña y los impactos del cambio climático en el parque hidroeléctrico de Colombia



*El Niño y La Niña se asocian con regímenes de precipitación más extremos que reducen la producción hidroeléctrica; limitar el calentamiento global puede reducir los impactos sobre el factor de capacidad*

Notas: Gráfico de la izquierda: La figura muestra el Índice Estandarizado de Precipitación a un mes (SPI-1) medio de 1992 a agosto de 2025. La clasificación de los meses ENSO se basa en el Índice Oceánico de El Niño (ONI), donde los meses de El Niño corresponden a valores de ONI por encima de 0,5 °C y los meses de La Niña a valores de ONI por debajo de -0,5 °C. Gráfico de la derecha: la línea base corresponde al periodo 1971-2010. El escenario por debajo de 2 °C corresponde a SSP1-2.6; el escenario por encima de 3 °C corresponde a SSP3-7.0.

Fuentes: análisis de la AIE basado en NOAA (2025) y Copernicus (2025).

El análisis de la AIE con escenarios de calentamiento global muestra que las centrales hidroeléctricas y los embalses existentes en Colombia probablemente afrontarán más días con temperaturas por encima de 35 °C hacia finales de siglo en todos los escenarios climáticos. En los escenarios asociados con un calentamiento global inferior a 2 °C (Below 2 °C) y en torno a 3 °C (Around 3 °C) hacia finales de siglo, la mayoría de las centrales están expuestas a condiciones ligeramente más secas, mientras que un calentamiento global superior a 3 °C (Above 3 °C) podría exponerlas a condiciones sustancialmente más secas en ese horizonte.

Si no se implementan a tiempo medidas adicionales de resiliencia, los modelos de la AIE proyectan que el factor de capacidad hidroeléctrica de Colombia podría disminuir casi un 25% de aquí a finales de siglo en el escenario Above 3 °C, mientras que en el escenario Below 2 °C la disminución del factor de capacidad se limita al 7% (Figura 3.9). Una caída de la generación hidroeléctrica implica riesgos más amplios para el sistema eléctrico colombiano. Entre las medidas para mitigar este riesgo se incluyen optimizar la gestión de recursos hídricos y de cuencas, diversificar la matriz eléctrica con renovables complementarias como la solar y la eólica, e invertir en almacenamiento de energía —como centrales hidroeléctricas de bombeo o baterías— para aumentar la flexibilidad del sistema y permitir una mayor participación de renovables variables.

### *Riesgo de incendios forestales para la infraestructura energética*

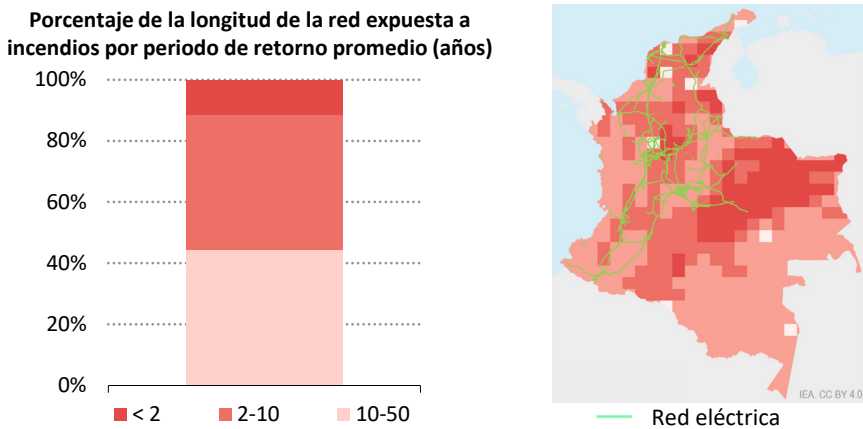
Colombia enfrenta un alto riesgo de incendios forestales debido a su clima y geografía. En 2024, por ejemplo, las condiciones cálidas y secas vinculadas a El Niño colocaron a cerca del 90% de los municipios del país bajo riesgo inminente de incendios forestales, lo que llevó a declarar un estado de emergencia nacional y provocó la pérdida de unas 15 000 hectáreas de cobertura arbórea (Global Forest Watch, 2024).

En las estaciones secas, las chispas de las líneas eléctricas pueden provocar incendios forestales en sus inmediaciones, lo que supone una amenaza directa para la seguridad del suministro eléctrico. El fuego puede dañar las torres y depositar hollín sobre los aisladores (Sediver Research Center, 2019), lo que a su vez puede causar nuevas chispas en las líneas o incluso cortocircuitos (Oak Ridge National Laboratory, 2019) y dar lugar a cortes de luz no planificados. El análisis de la AIE muestra que el 10% de la red eléctrica nacional de Colombia está construida en zonas donde se espera que se produzca un incendio forestal, en promedio, cada dos años; más del 40% de la red puede esperar incendios cada dos a diez años, y otro 40% se encuentra en zonas que sufren incendios cada 10-50 años (Figura 3.10).

Esta alta exposición a incendios forestales requiere medidas adicionales para proteger las redes eléctricas de Colombia y garantizar la seguridad del suministro. Durante los incendios forestales de 2024, los operadores de red adoptaron medidas proactivas para proteger las redes de distribución en Bogotá y Cundinamarca, desplegando alrededor de 1 500 trabajadores de campo para responder a las interrupciones y centrándose en las líneas de media tensión con mayor riesgo (ENEL, 2024). Las medidas para mitigar el riesgo de incendios forestales incluyen el despliegue de dispositivos de prevención de chispas en la red, el

soterramiento de las líneas eléctricas, una mejor gestión de la vegetación y cortes de suministro por seguridad pública. Otras tecnologías emergentes para mejorar la resiliencia de la red son nuevas herramientas de IA y teledetección, junto con sensores de fibra óptica, para monitorear la exposición al calor y guiar los esfuerzos de recuperación.

**Figura 3.10** ▶ Exposición de la red eléctrica al riesgo de incendios forestales en Colombia en 2025



IEA. CC BY 4.0.

**Más de la mitad de la red eléctrica nacional de Colombia está construida en zonas con riesgo de sufrir un incendio forestal, en promedio, al menos cada dos a diez años**

Notas: El mapa muestra la probabilidad media anual de que al menos se produzca un incendio dentro de una celda de cuadrícula de  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$  (~3 000 km<sup>2</sup>). Las probabilidades se estiman utilizando un modelo lineal generalizado (GLM, por sus siglas en inglés) binomial negativo basado en registros históricos de incendios, la densidad de carbono de biomasa aérea y el Índice Meteorológico de Incendios (FWI). Las clases de probabilidad (< 1%, 1-2%, 2-10%, 10-50% y 50-100%) se expresan como el intervalo medio correspondiente entre incendios en cada celda de cuadrícula: más de 100, 50-100, 10-50, 2-10 y menos de 2 años, respectivamente. Estos intervalos representan expectativas estadísticas de largo plazo más que predicciones precisas para años individuales.

Fuentes: análisis de la AIE basado en FWI de CEMS (2019), área quemada histórica de MODIS (2017), densidad de carbono de biomasa de Santoro et al. (2021) y red eléctrica de OpenStreetMap (2025).

### 3.3.2 Seguridad eléctrica

#### Flexibilidad del sistema

La seguridad eléctrica —ya esencial para el funcionamiento de las economías modernas— será cada vez más importante a medida que los usos finales se electrifiquen. Para garantizar que la demanda se satisfaga en todo momento, los sistemas eléctricos deben ser flexibles para gestionar la variabilidad en la oferta y la demanda, desde mantener la estabilidad instantánea de la red hasta equilibrar el sistema hora a hora y a lo largo de las estaciones. Impulsadas por el ritmo de despliegue de energías renovables variables y la electrificación

de los usos finales, las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico evolucionan en escala y complejidad en el APS, con necesidades de flexibilidad de corto plazo que aumentan hasta cinco veces para 2050 en el APS en algunas regiones (IEA, 2024b).

La mayoría de las necesidades de flexibilidad de Colombia se cubren actualmente con centrales eléctricas de carbón, gas natural y petróleo, que responden en cuestión de segundos a las fluctuaciones de frecuencia y demanda, pueden mantener una alta producción durante largos periodos y proporcionan inercia. La hidroelectricidad aporta gran parte del equilibrio horario, pero las variaciones estacionales o interanuales en la producción hidroeléctrica pueden aumentar las necesidades de flexibilidad de largo plazo, que luego son cubiertas por generadores térmicos. Sin embargo, a medida que el sector eléctrico colombiano se descarboniza en el APS, surgen nuevos desafíos para la seguridad eléctrica.

La energía solar fotovoltaica y la eólica se expanden rápidamente en el APS, alcanzando la mitad de la generación eléctrica total para 2035 y casi dos tercios hacia mediados de la década de 2040. Estas cuotas crecientes aumentan las fluctuaciones en el suministro eléctrico, ya que la generación solar fotovoltaica y eólica presenta variabilidad horaria, estacional e interanual. Aunque la energía solar fotovoltaica tiene un ciclo diario pronunciado, el viento suele variar menos de hora en hora y más entre días y semanas. La energía solar alcanza su producción máxima diaria entre media mañana y primeras horas de la tarde, mientras que los perfiles de producción eólica varían según la ubicación, aunque ninguno se alinea perfectamente con la demanda eléctrica, que alcanza su pico temprano en la mañana y en la noche.

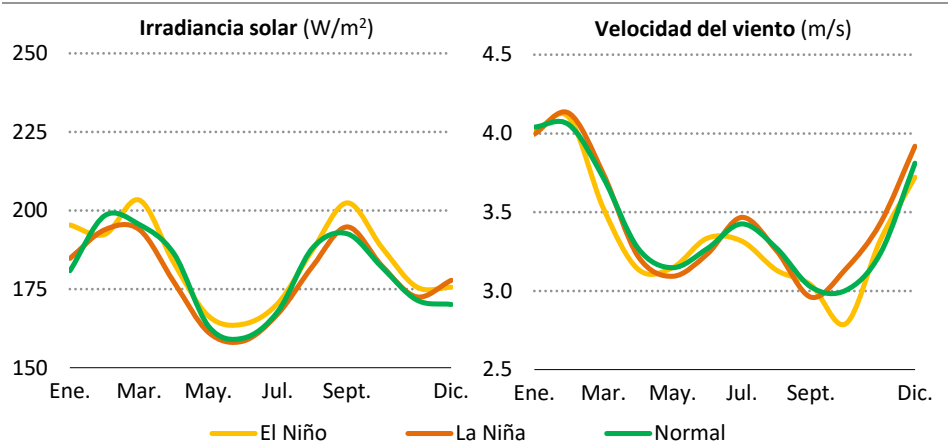
Los cambios momentáneos en la generación solar fotovoltaica y eólica generan variabilidad adicional, a medida que las nubes pasan por encima de los paneles y las ráfagas de viento suben y bajan, mientras que las variaciones diarias y semanales de las condiciones meteorológicas afectan aún más la producción. En consecuencia, las necesidades de flexibilidad de corto plazo son mucho mayores en una matriz eléctrica descarbonizada.

Las necesidades de flexibilidad estacional están impulsadas por variaciones de largo plazo en la demanda y en la producción de energía solar fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica. Durante las estaciones secas, cielos más despejados y vientos más fuertes dan lugar a una mayor producción solar fotovoltaica y eólica, y el efecto del CLLJ y de los años de El Niño impulsa aún más la generación. Durante las estaciones húmedas, una mayor cobertura de nubes y vientos más débiles limitan la producción solar fotovoltaica y eólica, y La Niña reduce aún más la generación (Figura 3.11).

La magnitud de estos efectos presenta variaciones regionales: las costas del Pacífico y del Caribe experimentan la mayor variabilidad estacional de la producción solar fotovoltaica, mientras que la Amazonia se ve muy afectada por el ENSO; el viento está especialmente influido por el CLLJ, sobre todo en la costa Caribe; y, en comparación con las regiones costeras, los Andes y otras zonas interiores tienen velocidades medias de viento más bajas y registran una mayor variación estacional. Los picos de producción solar fotovoltaica y eólica coinciden durante parte del año, lo que hace que la variación estacional sea aún mayor. Por el contrario, sus variaciones complementan la producción hidroeléctrica, que alcanza sus

niveles máximos durante los periodos de lluvias intensas, más nublados y con menos viento, ayudando a mitigar la variabilidad estacional general del suministro eléctrico. Sin embargo, las variaciones interanuales de la hidroelectricidad suponen un desafío adicional, con una producción anual que ha llegado a fluctuar hasta un 25% en los últimos años.

**Figura 3.11 ▶ Irradiancia solar mensual promedio y velocidad del viento en Colombia, 2015-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*La irradiancia solar y la velocidad del viento son más altas durante las estaciones secas, con fluctuaciones interanuales de hasta un 8% debido a los efectos de El Niño y La Niña*

Notas: m/s = metros por segundo; W/m² = vatios por metro cuadrado. El Niño, La Niña y Normal se basan en promedios mensuales de cada tipo durante 2015-2024.

Fuente: Análisis de la AIE basado en el Servicio de Cambio Climático de Copernicus: datos horarios ERA5 sobre niveles individuales desde 1940 hasta la actualidad, Servicio de Cambio Climático de Copernicus (2025).

Para abordar estas variaciones en la producción solar fotovoltaica y eólica, será necesaria flexibilidad de corto plazo que abarque desde tiempos de respuesta del orden de milisegundos hasta la provisión de generación eléctrica adicional en escalas semanales (IEA, 2024c). El parque actual de generación hidroeléctrica y a base de combustibles fósiles está bien preparada para asumir gran parte de este papel mientras la capacidad permanezca disponible: puede responder en minutos y mantener altos niveles de generación durante semanas. Pero sus horas de operación disminuyen hasta 2050 en el APS, por lo que será esencial reorientar la operación de las centrales de combustibles fósiles hacia la adecuación del sistema y la prestación de servicios de flexibilidad. Al mismo tiempo, otras fuentes de flexibilidad están llamadas a cobrar una importancia creciente, especialmente el almacenamiento en baterías y la respuesta a la demanda.

Las baterías son especialmente adecuadas para complementar la energía solar fotovoltaica, cargándose durante los periodos de alta producción solar y descargándose durante los picos

de las horas pico de la tarde (ver el Cuadro 2.4). Además del desplazamiento de energía, las baterías pueden ofrecer una amplia gama de servicios esenciales para la seguridad eléctrica. Su respuesta en fracciones de segundo permite proporcionar servicios auxiliares como inercia sintética, regulación de frecuencia, soporte de voltaje y reservas operativas, así como capacidad firme para mantener la adecuación del suministro eléctrico. Si se ubican estratégicamente en las redes, las baterías también pueden aportar gestión de congestiones, permitiendo aplazar inversiones en infraestructuras de transmisión y distribución.

El almacenamiento en baterías es cada vez más asequible —los costos han caído alrededor de un 90% en la última década— y, gracias a su modularidad, puede desplegarse con rapidez una vez obtenidos los permisos y la conexión a la red. Es altamente escalable, desde pequeños sistemas residenciales hasta unidades a escala de red ubicadas cerca de los centros de demanda. A nivel de los hogares, las baterías combinadas con sistemas solares fotovoltaicos en azoteas pueden almacenar y desplazar la generación in situ, reduciendo la demanda sobre la red y aliviando la presión sobre las infraestructuras. Además, siempre que exista una regulación habilitante y los incentivos adecuados, las baterías tras el contador pueden agregarse en centrales eléctricas virtuales capaces de prestar muchos de los mismos servicios de sistema que las baterías a escala de red.

La respuesta a la demanda —como la carga flexible de vehículos eléctricos y el uso optimizado de aires acondicionados inteligentes, bombas de calor y sistemas *power-to-heat* en la industria— ofrece una fuente de flexibilidad rentable al desplazar el consumo fuera de los periodos punta. Para ello es necesario que los consumidores estén adecuadamente incentivados a participar.

Para la flexibilidad estacional, las centrales térmicas siguen siendo una fuente clave hasta 2050 en el APS, pero su función pasa de la generación a granel a proporcionar capacidad firme —aportando menos del 1% de la generación eléctrica total— a medida que las renovables variables asumen una cuota predominante. La hidroelectricidad continúa desempeñando un papel importante, aunque su eficacia depende de una gestión sólida de los recursos hídricos en un contexto de mayor riesgo de sequías.

Los embalses ofrecen una valiosa flexibilidad de largo plazo, pero el potencial de expansión en Colombia es limitado. Como resultado, otras fuentes despachables de bajas emisiones — como la nuclear, la bioenergía y la geotermia— se vuelven esenciales. Estas tecnologías pueden aumentar o reducir su generación según sea necesario y proporcionar flexibilidad estacional, al tiempo que suministran alrededor del 15% de la generación eléctrica total para 2050 en el APS, lo que subraya su papel crítico en la seguridad eléctrica. El vertimiento (*curtailment*) se convierte en una característica estructural de los futuros sistemas eléctricos una vez que la cuota de renovables variables supera el 30%. Aunque a menudo está relacionado con falta de flexibilidad en la generación o con cuellos de botella en la red, el vertimiento también puede ser una alternativa costo-efectiva frente a sobredimensionar las infraestructuras de red y almacenamiento.

## Redes eléctricas

La red eléctrica de Colombia se ha expandido rápidamente en las últimas dos décadas, impulsada por reformas que introdujeron competencia, desagregaron generación, transmisión y distribución, y abrieron el sector a la inversión privada. Ello ha supuesto un aumento de más del 50% de la red de transmisión, hasta cerca de 30 000 km, conectando nueva generación con los centros de demanda con un enfoque en la integración regional, incluyendo ampliaciones de 230 kV y 500 kV para llevar hidroelectricidad desde el interior hacia las regiones costeras y grandes líneas de alta tensión para transmitir en bloque generación solar fotovoltaica y eólica.

Las interconexiones con países vecinos refuerzan aún más la resiliencia de la red: cinco con Ecuador, tres actualmente inactivas con Venezuela y un enlace previsto con Panamá. A nivel de distribución, 37 empresas regionales gestionan más de 750 000 km de redes. Las pérdidas de energía han caído de más del 20% a principios de la década de 2000 a alrededor del 12% en la actualidad, en gran medida gracias a programas de modernización y de lucha contra el fraude. A medida que Colombia avanza hacia un sistema eléctrico descarbonizado con una alta participación de energía solar fotovoltaica y eólica en el APS, surgirán nuevos desafíos para mantener la estabilidad y la seguridad de la red.

**Tabla 3.1 ▶ Desafíos y mejores prácticas para la resiliencia de la red con una alta cuota de energía solar fotovoltaica y eólica en Colombia**

Planes, nuevas tecnologías y regulación
<b>Avance de proyectos y planes existentes</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Resolver los problemas actuales de licenciamiento ambiental y social que retrasan algunos proyectos previstos en el Plan Nacional de Energía 2022.</li><li>• Modernizar los activos envejecidos y reforzar la redundancia en redes de distribución propensas a interrupciones.</li><li>• Ampliar las líneas de transmisión que ya están saturadas por nueva generación solar fotovoltaica y eólica.</li><li>• Acelerar los planes de acceso a la electricidad mediante una planificación integrada.</li></ul>
<b>Implementación de nuevas tecnologías que mejoran la controlabilidad</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Monitorear el estado de los activos de alta tensión mediante diagnósticos basados en sensores para prolongar la vida útil del equipo y mejorar la confiabilidad.</li><li>• Monitorear en tiempo real la estabilidad de frecuencia y voltaje, por ejemplo, mediante un sistema de monitorización de área amplia (WAMS).</li><li>• Emplear imágenes satelitales para detectar la invasión de la vegetación y debilidades estructurales.</li><li>• Establecer redes de comunicación resilientes con sólidas medidas de ciberseguridad.</li><li>• Desplegar tecnologías avanzadas para garantizar la estabilidad de la red u optimizar la operación: sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS), incluidos compensadores síncronos estáticos (STATCOM) y dispositivos de control de flujo de potencia, almacenamiento en baterías, inversionistas inteligentes con capacidades de formación de red y clasificación dinámica de líneas.</li><li>• Fortalecer las interconexiones regionales para mejorar la flexibilidad de la red y optimizar el uso compartido de recursos.</li></ul>

*Continuación de la siguiente página...*

**Tabla 3.1 ▶ Desafíos y mejores prácticas para la resiliencia de la red con una alta cuota de energía solar fotovoltaica y eólica en Colombia (continuación...)**

Prevención y respuesta
<p><b>Revisión de las normativas existentes que reflejan los nuevos desafíos del sistema</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Clasificar los eventos de resiliencia según su naturaleza e impacto.</li> <li>• Definir criterios técnicos y económicos para evaluar proyectos de infraestructura resiliente.</li> <li>• Establecer un marco regulatorio que fomente la innovación mediante la prueba, validación y despliegue de tecnologías, garantizando al mismo tiempo la flexibilidad del sistema, la eficiencia operativa, la confiabilidad y la interoperabilidad.</li> <li>• Diseñar esquemas de incentivos y crear instrumentos de financiación específicos (públicos, multilaterales, mixtos) para promover la inversión en resiliencia, especialmente en zonas rurales y de alta vulnerabilidad</li> </ul>
<p><b>Prevención frente a riesgos naturales en la planificación y construcción de la red eléctrica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrar mapas de riesgo de zonas propensas a terremotos, deslizamientos de tierra, inundaciones e incendios forestales en la planificación de las líneas de transmisión.</li> <li>• Construir torres de transmisión y subestaciones diseñadas para soportar choques sísmicos y condiciones extremas de viento.</li> <li>• Desplegar líneas subterráneas en áreas urbanas para reducir la exposición a tormentas e incendios forestales.</li> <li>• Elevar la infraestructura costera y en zonas propensas a inundaciones para mitigar los daños por tsunamis e inundaciones.</li> </ul>
<p><b>Adaptación para reducir el impacto de los peligros naturales y otros fallos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alinear los esquemas automáticos de corte de carga y los sistemas de protección de generadores.</li> <li>• Adaptar los códigos de red a la matriz de generación cambiante.</li> <li>• Emplear microrredes en modo isla y almacenamiento para mantener alimentados los servicios críticos durante los cortes, especialmente en zonas remotas.</li> <li>• Utilizar la respuesta a la demanda para aliviar el estrés de la red, trasladando el consumo a periodos de baja demanda.</li> <li>• Diseñar planes de contingencia para sistemas con alta presencia de inversionistas y desplegar monitorización en tiempo real de la generación a escala de área amplia.</li> <li>• Limitar la propagación de fallos, centrándose en la contención durante las interrupciones.</li> <li>• Proporcionar diversas vías de comunicación y un mayor soporte de voltaje a las áreas con redes eléctricas débiles.</li> <li>• Asegurar que los planes de recuperación enfatizan la restauración rápida y segura del servicio, con actualizaciones periódicas que aclaren los roles de los distintos centros de control.</li> <li>• Aplicar programas de certificación de operadores y simulaciones para reforzar aún más la preparación del personal.</li> <li>• Garantizar que las plantas con capacidad de arranque en negro y las subestaciones críticas cuenten con personal in situ, respaldado por sistemas de comunicación de contingencia y cuadrillas preposicionadas para reducir los tiempos de restablecimiento del servicio.</li> </ul>

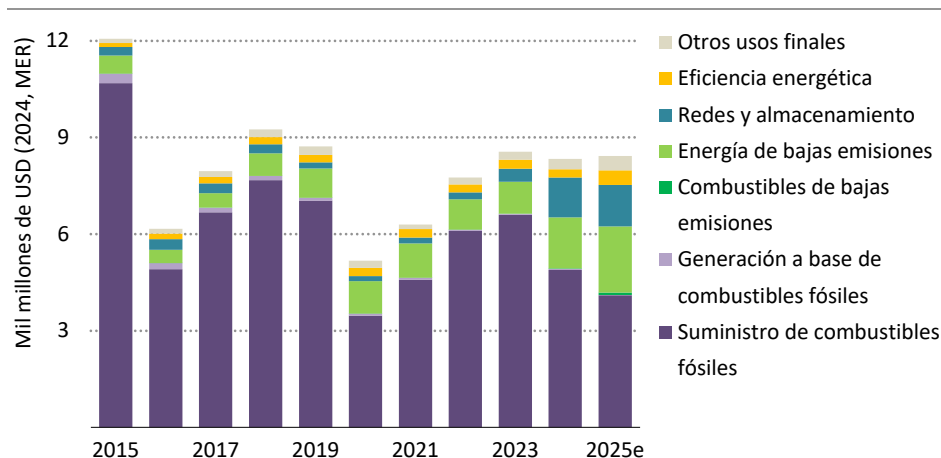
## 3.4 Inversión y financiación

El camino de Colombia hacia las emisiones netas cero implicará un cambio hacia tecnologías limpias. Esta sección examina la magnitud y las posibles fuentes de inversión que serán necesarias para respaldar este cambio.

### 3.4.1 Las tendencias recientes de inversión confirman oportunidades para la transición energética

Se espera que la inversión en energías limpias este año supere el 50% del gasto total en el sector energético de Colombia, frente a alrededor del 40% en 2024, con inversiones totales que podrían superar los 8 000 millones de USD en 2025 (Figura 3.12). El rápido giro de Colombia hacia tecnologías de energía limpia ha consolidado la transición energética del país y pone de manifiesto el papel de tener sólidos compromisos de política para permitir que la inversión se desplace de los combustibles fósiles hacia la generación renovable, las redes, la electrificación de usos finales y la eficiencia energética.

**Figura 3.12** ▶ Inversión histórica en energía en Colombia, 2015-2025e



IEA. CC BY 4.0.

*Las tendencias recientes de inversión señalan una transición lejos de los combustibles fósiles, con más de la mitad de las inversiones destinadas por primera vez a energías limpias en 2025*

Nota: 2025e = valores estimados para 2025.

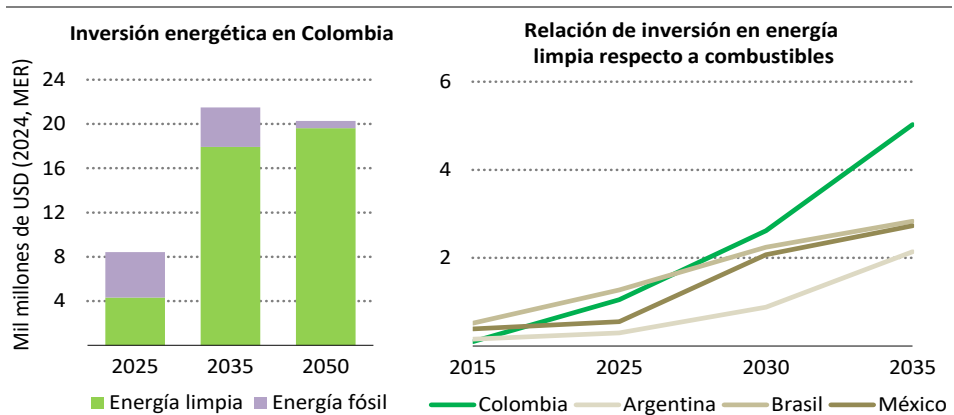
Entre 2015 y 2019, la inversión energética fue, en promedio, un 5% mayor que en la actualidad y estaba liderada por el gasto en suministro de combustibles fósiles. La inversión en generación de bajas emisiones, redes y usos finales equivalía a una quinta parte del gasto en suministro de combustibles fósiles. La fuerte caída de los precios del petróleo en 2016 hizo que la inversión energética total se redujera a casi la mitad respecto del año anterior,

ya que la inversión en suministro de combustibles fósiles cayó a 5 000 millones de USD, lo que pone de relieve la exposición del país a mercados energéticos volátiles.

En enero de 2020, Colombia publicó su Plan Energético Nacional 2020-2050, haciendo hincapié en el desarrollo de la energía eólica y solar en la matriz eléctrica del país (UPME, 2020). Tras la invasión rusa a Ucrania, el aumento de los precios de los combustibles volvió a impulsar las inversiones en el suministro de combustibles fósiles. Sin embargo, los esfuerzos del gobierno por diversificar la economía han provocado un cambio en la balanza comercial, a medida que las inversiones en combustibles fósiles —que representan casi la mitad de las exportaciones de Colombia en 2024— disminuyen, mientras aumenta la inversión en el sector eléctrico (DANE, 2025b).

El sólido compromiso de Colombia con la transformación de su sector energético y con alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 continúa impulsando la inversión energética del país, con la proporción destinada a combustibles fósiles en constante descenso (Figura 3.13). En el APS, la cuota de la inversión en energías limpias aumenta hasta casi el 85% en 2035 y supera el 95% en 2050, en comparación con alrededor del 60% y el 75% en el STEPS en los mismos periodos. A comienzos de este año, Colombia lanzó su Plataforma País, una iniciativa que apoyará su transición energética justa e inclusiva, facilitando la colaboración con socios internacionales, movilizandoinversiones y fortaleciendo la capacidad técnica. La primera fase de la Plataforma País se centrará en el sector energético, mientras que la segunda fase se ampliará a la conservación y restauración ambiental.

**Figura 3.13** ▶ Inversión en energía limpia y fósil en Colombia e inversión regional en el APS, 2015-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La inversión en energía limpia impulsa el gasto futuro en el APS y supera las tendencias de otros países de la región*

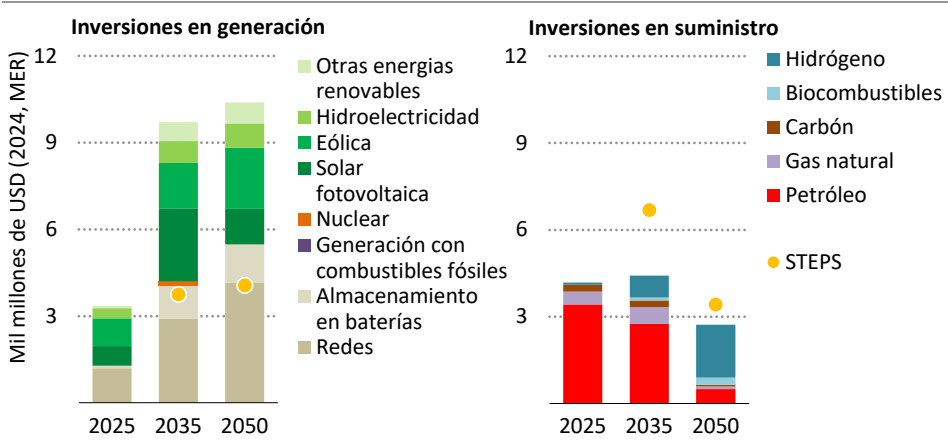
En comparación con otros países exportadores de combustibles fósiles de América Latina y el Caribe, Colombia invierte significativamente más en energía limpia que en combustibles

fósiles: en 2025, por cada dólar gastado en combustibles fósiles, se espera que se destine algo más de un dólar a energía limpia, proporción que se multiplicará por cinco para 2035 en el APS. Otros grandes exportadores de la región también gastan más en energía limpia que en combustibles fósiles, aunque en menor medida.

### 3.4.2 Necesidades de inversión para generación eléctrica, suministro de combustibles y usos finales

En 2025, la inversión de Colombia en generación eléctrica de bajas emisiones alcanza su nivel más alto hasta la fecha, superando los 2 000 millones de USD. La rápida descarbonización del sector eléctrico en los próximos años hace que la inversión total en generación eléctrica casi se triplique para 2035 en comparación con 2025 (Figura 3.14). El desarrollo de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre representa más del 40% de este crecimiento. La eólica marina también registra un crecimiento significativo en la próxima década, tras la primera licitación eólica marina del país, que prevé adjudicar hasta 3 GW de capacidad y para la cual ocho proponentes se precalificaron en 2024.

**Figura 3.14** ▶ Inversión total en los sectores de generación y suministro en Colombia en el APS, 2025-2050



IEA. CC BY 4.0.

*La inversión en generación y combustibles de bajas emisiones aumenta de forma pronunciada durante la próxima década y continúa creciendo hasta 2050*

La inversión en hidroelectricidad se duplica hasta casi 0,8 mil millones de USD a medida que se completan proyectos a gran escala. A mediados de la década de 2030, Colombia comienza también a invertir en energía nuclear por primera vez, con un promedio de 0,5 mil millones de USD en la segunda mitad de la década, para apoyar el desarrollo de varios pequeños reactores modulares que entrarán en operación en la década de 2040. La inversión en generación con combustibles fósiles es limitada en el APS, con un total de 20 millones de USD en 2035 y que posteriormente cae a cero hacia finales de la década de 2040.

En 2025, la inversión en redes y almacenamiento en baterías en Colombia asciende a 1 300 millones de USD en el APS y aumenta de forma constante hasta 2050, alcanzando un máximo de 6000 millones de USD en 2045. El plan de transmisión más reciente contempla cinco proyectos principales destinados a mejorar la estabilidad y la confiabilidad de la red, al tiempo que amplían la conectividad de la red en todo el país (UPME, 2024). La inversión en almacenamiento en baterías a escala de red también crece de forma significativa en el APS, alcanzando 1 100 millones de USD en 2035 y aumentando otro 20% para 2050.

En 2025, se espera que la inversión total en suministro de combustibles en Colombia caiga casi un 15% respecto al año anterior, hasta 4,2 mil millones de USD. La inversión en el suministro de petróleo representa el 82% de este total, seguida por el gas natural (11%) y el carbón (6%). Los biocombustibles y el hidrógeno siguen en fases iniciales de desarrollo, con una inversión cercana a 80 millones de USD en 2025.

La inversión en todos los combustibles fósiles disminuye en el largo plazo, ya que la menor demanda global y mercados más competitivos conducen a una reducción de la producción. Mantener la producción en los niveles actuales ya requiere una inversión considerable. En el APS, la inversión en petróleo cae un 30%, hasta 2,7 mil millones de USD en 2035 respecto de 2024. Paralelamente, los costos de producción de petróleo y gas natural aumentan a medida que los campos agotados requieren técnicas de recuperación más costosas para mantener la producción y entran en vigor prohibiciones a futuras actividades de exploración de petróleo y gas. Para 2050, la inversión en petróleo cae a 0,5 mil millones de USD, a medida que sectores clave —especialmente el transporte— se electrifican.

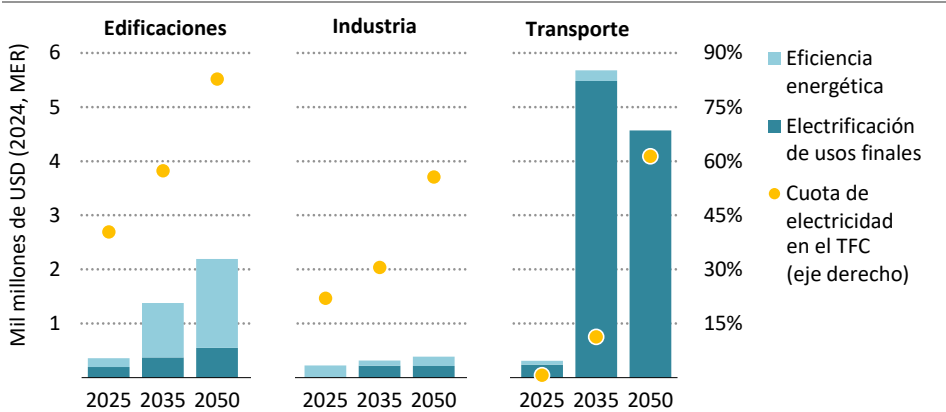
La inversión en gas natural aumenta un 30% entre 2025 y 2035. El desarrollo de recursos de gas natural costa afuera, en particular el descubrimiento Sirius 2 en el mar Caribe, impulsa la inversión en producción de gas natural en un 57% durante la próxima década. Sin embargo, para 2050 la inversión en suministro de gas natural disminuye rápidamente hasta 87 millones de USD, representando solo el 3% de la inversión total en suministro. En 2025, la inversión total en suministro de carbón asciende a 0,2 mil millones de USD y se mantiene estable hasta 2035, mientras el carbón colombiano continúa atendiendo la creciente demanda energética en economías emergentes y en desarrollo, pero la inversión finalmente cae un 80%, hasta 60 millones de USD en 2050.

Los combustibles de bajas emisiones están en etapas tempranas de desarrollo en Colombia, con la inversión en biocombustibles comenzando en 2026. Para 2035, la inversión anual en hidrógeno se multiplica por diez, respaldada por la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa de Colombia (MME, 2024) y por iniciativas gubernamentales para establecer umbrales de emisiones, esquemas de certificación y salvaguardas ambientales (MME, 2021). La inversión en biocombustibles también aumenta de forma importante con la expansión de la producción de biocombustibles emergentes, promediando 150 millones de USD anuales durante la próxima década. La inversión en suministro de combustibles limpios supera por primera vez a la de combustibles fósiles a comienzos de la década de 2040 y, para 2050, se gastan más de tres dólares en hidrógeno y combustibles de bioenergía por cada dólar invertido en suministro de combustibles fósiles.

Se estima que la inversión en eficiencia energética y electrificación de usos finales en Colombia alcanzará 0,9 mil millones de USD en 2025, más que triplicando el nivel de una década antes. Durante la próxima década, la implementación de normas de eficiencia energética más estrictas y políticas para acelerar la electrificación —en particular con la creciente cuota de vehículos eléctricos en el sector transporte— impulsará un rápido crecimiento de la inversión en todos los sectores de uso final, con una inversión en 2035 estimada en más de 7 000 millones de USD en el APS, el doble del nivel alcanzado en el STEPS.

La inversión anual en electrificación del transporte se acelera de forma marcada durante la próxima década, superando los 5 millones de USD en 2035 en el APS (Figura 3.15). Colombia ha puesto en marcha una serie de incentivos (por ejemplo, impuestos más bajos, exenciones a restricciones vehiculares y estacionamiento preferencial) para avanzar hacia su objetivo de registrar 600 000 vehículos eléctricos para 2030. Aunque la mayor parte de la inversión se concentrará en los próximos 15 años, el sector transporte sigue representando la mayor parte de la inversión total en usos finales, con 4,6 mil millones de USD anuales —alrededor de dos tercios— en 2050. La reducción de la prima de costo de los vehículos eléctricos a largo plazo hace que la inversión disminuya a pesar del aumento del despliegue.

**Figura 3.15** ▶ Inversión en los sectores de uso final y tasas de electrificación en Colombia en el APS, 2025-2050



IEA. CC BY 4.0.

**La electrificación impulsa la inversión en usos finales, y los vehículos eléctricos representan el 80% del total en 2035**

Nota: TFC = consumo final total.

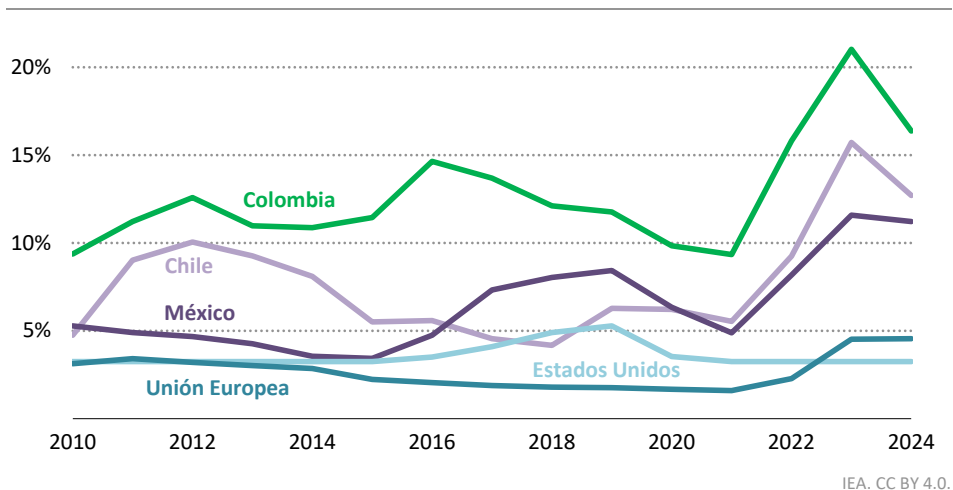
Los códigos de edificación cada vez más estrictos y los mayores costos iniciales de electrodomésticos y aires acondicionados eficientes llevan a que la inversión en edificaciones alcance casi 1 400 millones de USD en 2035 en el APS, más de cuadruplicarse respecto a 2024. En el sector industrial, la inversión en eficiencia energética, electrificación y tecnologías de casi cero emisiones (CCUS e hidrógeno de bajas emisiones) se mantiene estable en torno

a 0,2 mil millones de USD durante la próxima década en el APS. La electrificación industrial es especialmente importante en este contexto, representando casi tres quintas partes de dicha inversión.

### 3.4.3 Movilizar la financiación para la transición energética

A pesar de la fuerte recuperación económica tras la desaceleración global causada por la pandemia de COVID-19, la economía colombiana está saliendo de un periodo de alta inflación y la política monetaria sigue siendo restrictiva. La sostenibilidad de la deuda también ha sido una preocupación importante, ya que la calificación crediticia del país cayó por debajo del grado de inversión en 2021 y volvió a descender en 2025 hasta la calificación actual de S&P de BB, con perspectiva negativa (S&P Global, 2025). A pesar de haberse recuperado a los niveles previos a la COVID-19, la deuda fiscal de Colombia sigue siendo elevada, alcanzando el 6,8% del PIB en 2024 (Ministro de Hacienda y Crédito Público, 2025). Aunque las tasas de préstamo a empresas han comenzado a disminuir desde su máximo en 2023, los costos de financiación, de alrededor del 16% en 2024, son más de tres veces superiores en Colombia que en la Unión Europea y Estados Unidos (Figura 3.16). El alto costo de la deuda frena el entorno de inversión en el país, incluido el sector energético, y dificulta que los proyectos de energía limpia logren rendimientos ajustados al riesgo adecuados, dado el carácter intensivo en capital de estas inversiones.

**Figura 3.16** ▶ Tipos de préstamo a empresas en Colombia y en países y regiones seleccionados, 2010 a 2024



**Los altos costos de financiación en Colombia son una barrera importante para aumentar la inversión**

Nota: Las tasas de préstamo de la Unión Europea se calculan mediante un promedio ponderado según el PIB. Fuentes: análisis de la AIE basado en Banco Mundial (2025), Banco Central Europeo (2025), Reserva Federal de EE. UU. (2025) y Banco Central de Chile (2025).

Mantener el ritmo de la actual transición lejos de los combustibles fósiles requerirá incentivar una mayor inversión en energía limpia. Dada la difícil situación fiscal del país, el apoyo de socios internacionales será esencial para lograr la transición a emisiones netas cero en Colombia. Mientras que los proyectos solares fotovoltaicos a escala de red respaldados por contratos de compraventa de energía sólidos suelen encontrar capital suficiente, los proyectos eólicos ubicados en La Guajira, que enfrentan grandes desafíos sociales y ambientales en materia de licenciamiento, resultan más difíciles de financiar. La participación pública es esencial para estos proyectos —así como para la expansión de la infraestructura de red necesaria para conectarlos con el resto del país— y debe considerarse una prioridad para el apoyo internacional.

Durante la próxima década, la financiación del sector privado también será fundamental para apoyar el desarrollo de energías renovables, además de la electrificación y la eficiencia en los usos finales. Aunque en el APS el sector privado aporta la gran mayoría de la financiación para el gasto energético hasta 2035 (Figura 3.17), hoy sigue siendo difícil movilizar capital privado. Estabilizar el entorno regulatorio, agilizar los procesos de permisos y ampliar la infraestructura de red ayudaría a eliminar barreras y a desbloquear fuentes adicionales de financiación privada.

**Tabla 3.2 ▶ Perfil y activos de los cuatro bancos de desarrollo de Colombia**

Nombre del banco	Mandato	Clientes principales	Mil millones de USD (2024)	
			Activos totales (2024)	Cartera de préstamos (2024)
<b>Bancóldex</b>	Apoyar la política pública, la productividad de las MIPYMES, la internacionalización y el desarrollo sostenible.	MIPYMES, empresas corporativas y financiación de proyectos (deuda); fondos de capital privado (acciones).	2,15	1,31
<b>Financiera de Desarrollo Nacional (FDN)</b>	Infraestructura a escala nacional.	Inversionistas privados, grandes proyectos de infraestructura y asociaciones público-privadas.	2,12	1,62
<b>Financiera de Desarrollo Territorial (Findeter)</b>	Infraestructura a escala regional.	Municipios, gobiernos regionales y empresas de servicios públicos.	3,97	3,35
<b>Fondo para el Financiamiento del Sector Agropecuario (Finagro)</b>	Desarrollo rural y agrícola.	Agricultores, empresas agrícolas y bancos rurales.	4,71	1,64

Nota: MIPYMES = micro, pequeñas y medianas empresas.

Las asociaciones público-privadas (APP), que fueron fundamentales para el desarrollo de la infraestructura vial del país, también pueden desempeñar un papel importante en la gestión

de los distintos riesgos de financiación de la transición energética limpia de Colombia. Las estructuras APP son clave para acceder a apoyo financiero tanto multilateral como bilateral, ya que muchos bancos multilaterales de desarrollo e instituciones bilaterales de financiación del desarrollo (DFI) requieren la participación de una entidad soberana para asegurar la financiación. El apoyo de las DFI es especialmente crítico para proyectos de acceso a energía en regiones aisladas, donde el 7% de la población —más de 1,3 millones de hogares— todavía no tiene acceso a un suministro eléctrico fiable. Estos proyectos, que suelen ser de muy pequeña escala, presentan altos costos de transacción y riesgos de proyecto que presionan los rendimientos, lo que dificulta atraer suficiente capital comercial. Estas condiciones de financiación complejas, junto con la falta de procesos competitivos para la asignación de proyectos, hacen que los patrocinadores enfrenten dificultades para encontrar proyectos bancables en los que invertir.

La financiación de las DFI fue fundamental para un proyecto solar con baterías que proporcionó electricidad 24/7 a 840 familias en La Guajira, con una posible expansión futura para suministrar electricidad a 3 000 familias adicionales. Financiera de Desarrollo Nacional (FDN), el banco nacional de desarrollo de Colombia en copropiedad del gobierno de Colombia, IFC, CAF y Sumitomo Mitsui Corporation, estructuró la operación, movilizándolo fondos concesionales del CIF y del BID y asegurando deuda senior de FDN. El proyecto, liderado por los desarrolladores privados AES Colombia y Soluna Energy, incluye tanto capacidad solar fotovoltaica como almacenamiento en baterías. La deuda concesional de un nuevo fondo del CIF y el BID dedicado a proyectos sociales y ambientales y canalizada a través de FDN se combinó con deuda senior de FDN por 11,6 mil millones de COP (3 millones de USD) y una línea de liquidez de 1,12 mil millones de COP.

Se han planteado preocupaciones sobre la bancabilidad de proyectos pequeños y medianos, en los que los riesgos asociados con los *offtakers* (compradores), la aceptación pública y las licencias ambientales amenazan con incrementar los costos del proyecto. Las iniciativas de fortalecimiento de capacidades para apoyar al gobierno en la mitigación de estos riesgos aumentarán la confianza de los inversionistas. En proyectos de mayor escala, como las expansiones de red, los proveedores de infraestructura y los fabricantes de equipos también pueden beneficiarse de marcos estables de política y contratación para localizar producción, ampliar las cadenas de suministro y entregar equipos a tiempo. Mientras tanto, las altas tasas de interés actuales dificultan el acceso a deuda de largo plazo, lo que afecta aún más la bancabilidad de los proyectos. Incrementar la disponibilidad de financiación en moneda local es fundamental, dado que las tarifas eléctricas se fijan en pesos colombianos y que los altos costos de cobertura suelen hacer que los proyectos resulten poco rentables.

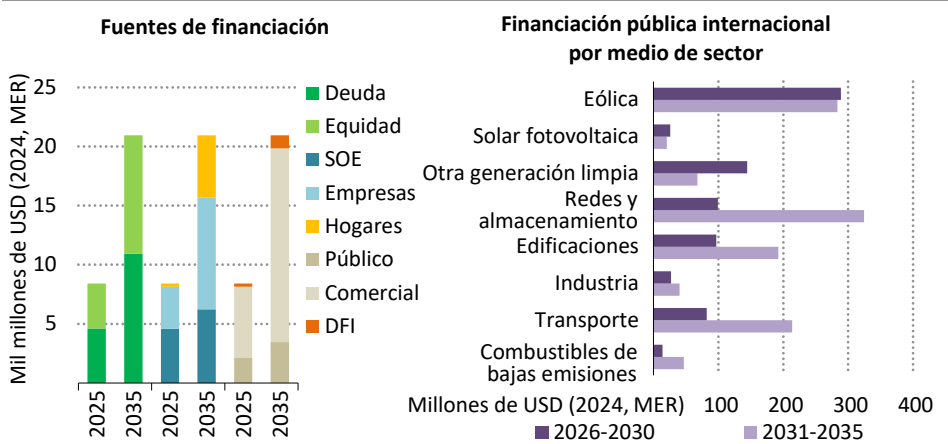
### Fuentes de financiación

Actualmente, aproximadamente la mitad de todas las inversiones en el sector energético de Colombia provienen de empresas estatales, principalmente Ecopetrol (la empresa integrada de petróleo y gas del país) y el operador del sistema de transmisión Interconexión Eléctrica. En 2025, se estima que las empresas estatales representarán el 90% y el 22% de las

inversiones totales en suministro de combustibles fósiles y en generación de bajas emisiones, respectivamente. A medida que Colombia acelera su inversión en energía limpia — ampliando la capacidad renovable, incrementando la eficiencia energética y electrificando los usos finales— las empresas privadas y los hogares adquieren un papel cada vez más relevante en la inversión del sector energético.

En 2035, las empresas representan la mayor proporción de la inversión energética total en el APS, con un 60%, mientras que la participación de los hogares aumenta de menos del 1% en la actualidad al 8% (Figura 3.17). El incremento de la inversión en nueva capacidad de generación, redes y expansión del almacenamiento hace que la financiación mediante deuda aumente de aquí a 2035 en el APS, mientras que la importancia de la inversión en usos finales —en particular para vehículos eléctricos, que se financian en gran medida con capital propio— da lugar a participaciones aproximadamente equivalentes de financiación vía deuda y vía capital. El aumento de la financiación mediante deuda se dirige principalmente al sector eléctrico para inversión en nueva capacidad de generación y para la expansión de redes y almacenamiento.

**Figura 3.17** ▶ Estructura de capital, inversionistas y financiadores para la inversión energética total anual, y necesidad promedio anual de financiación pública internacional por sector en Colombia en el APS, 2025-2035



IEA. CC BY 4.0.

*Las empresas y los hogares aumentan su inversión. Durante los próximos diez años, Colombia recibe cerca de 10 000 millones de USD en financiación pública internacional en el APS*

Nota: SOE = empresa estatal; DFI = institución de financiación del desarrollo.

El sector público, que hoy representa el 25% de la financiación total de la energía, apoya principalmente la porción de capital de la inversión de las empresas estatales, además de

iniciativas de acceso a la energía, proyectos de transporte público e incentivos para la eficiencia de las edificaciones y la adopción de vehículos eléctricos. Se necesita un aumento de la financiación pública para respaldar la creciente inversión en el APS en 2035, a fin de apoyar iniciativas de acceso universal a la electricidad, mantener los incentivos de financiación para edificaciones y transporte, desarrollar combustibles de bajas emisiones y ampliar las redes y el almacenamiento en baterías.

Las fuentes comerciales de financiación representan actualmente la mayor parte (72%) de la financiación en el sector energético y son especialmente importantes para financiar el desarrollo de combustibles limpios y generación renovable, además de las mejoras en electrificación y eficiencia energética en el sector transporte. A medida que la inversión en energía limpia aumenta en la próxima década, también lo hace la proporción de financiación comercial, que alcanza el 78% de la inversión total en el APS para 2035. Las iniciativas para profundizar los mercados de capital nacionales, junto con una mayor integración financiera regional, pueden contribuir a aumentar el acceso a financiación comercial. Por ejemplo, se espera que la bolsa *nuam integre* plenamente las bolsas de Colombia, Santiago y Lima, facilitando los flujos de financiación en toda la región (OECD et al., 2024).

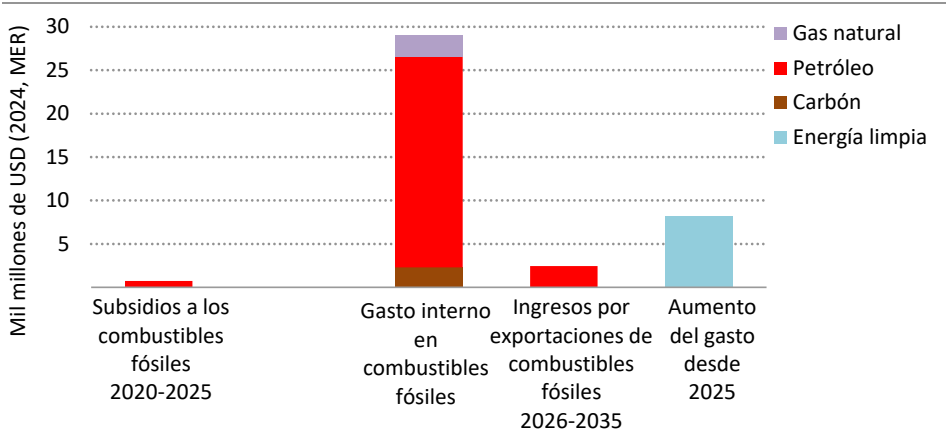
La financiación pública internacional (IPF), principalmente de DFI, desempeña un papel relativamente pequeño en la inversión energética del país, situándose actualmente en solo el 3% del total. Para ciertos sectores, como las instalaciones solares fotovoltaicas para acceso a la electricidad en regiones aisladas y la expansión de redes de transmisión y almacenamiento, la financiación de las DFI aporta capital muy necesario para respaldar la inversión de carácter público. En los próximos diez años, a medida que Colombia acelere su inversión en energía limpia, se estima que la parte de financiación procedente de la IPF aumente hasta un promedio del 6% en el APS.

Alcanzar el objetivo de emisiones netas cero del país requerirá un total acumulado de 9 800 millones de USD en IPF entre 2026 y 2035, con una media de casi 1 000 millones de USD anuales durante este período. Casi un tercio de esta financiación se requiere para apoyar la energía solar fotovoltaica en regiones remotas y desarrollar el abundante potencial eólico en La Guajira, que podría beneficiarse de garantías adicionales para mantener la bancabilidad de los proyectos en medio de complejos procesos de consulta comunitaria y licenciamiento ambiental. La inversión en redes y almacenamiento, la eficiencia energética de las edificaciones y la electrificación del transporte también requiere apoyo de la IPF, que puede movilizarse en parte a través de la Plataforma País de Colombia. Por último, el acceso a apoyo de fondos multilaterales para el clima es especialmente importante para financiar proyectos de generación eléctrica a gran escala: la acreditación de Bancóldex en 2024 por parte del Fondo Verde para el Clima, por ejemplo, reforzará su capacidad para facilitar iniciativas de descarbonización en el sector empresarial (IEA, 2025b).

Alcanzar el objetivo de Colombia de cero emisiones netas para 2050 requerirá que la economía continúe su transición lejos de los combustibles fósiles, ampliando la inversión en un portafolio de tecnologías de energía limpia que incluya generación renovable, nuclear, redes eléctricas, almacenamiento de energía, eficiencia energética, electrificación de usos

finales y combustibles de bajas emisiones. La inversión en estas tecnologías requiere, en promedio, 8 000 millones de USD adicionales al año durante los próximos diez años (Figura 3.18). En comparación, la inversión interna en combustibles fósiles promedia algo menos de 30 000 millones de USD anuales en el mismo período, con ingresos netos por exportación de combustibles fósiles que promedian alrededor de 2 500 millones de USD al año en el APS.

**Figura 3.18** ▶ **Aumento promedio de la inversión anual en energía limpia, gasto en combustibles fósiles e ingresos por exportación de carbón en el APS, 2026-2035**



IEA. CC BY 4.0.

*La inversión interna anual en combustibles fósiles es más de tres veces superior a la inversión adicional en energía limpia necesaria en 2035 respecto de 2025*

Se necesitará financiación pública para impulsar el desarrollo de energías limpias en tecnologías más incipientes como el CCUS y el hidrógeno de bajas emisiones, así como para apoyar el desarrollo de la energía nuclear. Los cargos sobre el uso interno de combustibles fósiles, así como los ingresos procedentes de las exportaciones netas de combustibles fósiles, podrían ser fuentes importantes de financiación pública para la transición. La continua eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles, que promediaron 0,7 mil millones de USD anuales entre 2020 y 2025, podría liberar recursos adicionales y mejorar el atractivo de la inversión en eficiencia energética y electrificación en los sectores de uso final. Sin embargo, las fuentes internacionales y comerciales de financiación seguirán siendo esenciales mientras Colombia enfrenta un aumento de la deuda fiscal, que puede limitar la disponibilidad de fondos públicos para el gasto en tecnologías limpias.

# ANEXOS



## Tablas de datos

### Nota general a las tablas

Este anexo incluye datos históricos y proyectados para el Escenario de Compromisos Anunciados, siguiendo cinco conjuntos de datos:

- A.1: Suministro de energía en Colombia.
- A.2: Consumo final en Colombia.
- A.3: Sector eléctrico de Colombia: generación eléctrica bruta y capacidad eléctrica.
- A.4: Emisiones de CO<sub>2</sub> en Colombia: emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) procedentes de la combustión de combustibles fósiles y procesos industriales.
- A.5: Indicadores económicos y de actividad de Colombia: indicadores económicos y de actividad seleccionados.

El Anexo B detalla las definiciones de regiones, combustibles y sectores.

Las abreviaturas/acrónimos usados en las tablas incluyen: CAAGR = tasa promedio de crecimiento anual compuesta; CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; EJ = exajulio; GJ = gigajulio; GW = gigavatio; Mt CO<sub>2</sub> = millones de toneladas de dióxido de carbono; TWh = teravatio-hora. El uso de combustibles fósiles en instalaciones sin CCUS se clasifica como "no abatement", o "sin abatimiento".

Tanto en el texto de este informe como en estas tablas del anexo, el redondeo puede dar lugar a pequeñas diferencias entre los totales y la suma de sus componentes individuales. Las tasas de crecimiento se calculan en base a una media anual compuesta y se marcan como "n.a." cuando el año base es cero o el valor supera el 200%. Los valores nulos se marcan como "-".

### Fuentes de datos

El Modelo Global de Energía y Clima es un modelo con un uso muy intensivo de datos que abarca todo el sistema energético mundial. Las referencias detalladas a las bases de datos y publicaciones utilizadas en la modelación y el análisis pueden encontrarse en el Anexo E del *World Energy Outlook 2025*.

El año base formal para las proyecciones de este año es 2023, ya que es el año más reciente para el que se dispone de una imagen completa de la demanda y la producción de energía. Sin embargo, se han utilizado datos más recientes siempre que han estado disponibles y se incluyen en este anexo nuestras estimaciones de producción y demanda de energía para 2024.

Las estimaciones para el año 2024 se basan en el informe *IEA Global Energy Review 2025*, en el que los datos se derivan de varias fuentes, entre ellas las últimas remisiones mensuales de datos al Centro de Datos de Energía de la AIE, otras publicaciones estadísticas de las administraciones nacionales y datos recientes de mercado de la serie *IEA Market Report*, que cubre el carbón, el petróleo, el gas natural, las energías renovables y la electricidad.

Las estimaciones de inversión incluyen datos hasta 2025, basados en el informe *IEA World Energy Investment 2025*. Los datos históricos sobre capacidad bruta de generación eléctrica (Tabla A.3) se extraen de la base de datos *Power Plant Units* y de la base de datos *World Electric Power Plants*, ambas publicadas por *S&P Global Market Intelligence*; de la base de datos PRIS del Organismo Internacional de Energía Atómica; y de las bases de datos *Global Coal Plant Tracker* y *Global Oil and Gas Plant Tracker*, ambas publicadas por *Global Energy Monitor*.

### *Nota definatoria: Tablas de suministro y transformación de energía*

El suministro total de energía (TES, por sus siglas en inglés) equivale a la generación eléctrica y calor más el resto del sector energético, excluyendo electricidad, calor e hidrógeno, más el consumo final total, excluyendo electricidad, calor e hidrógeno. El TES no incluye el calor ambiental de las bombas de calor ni el comercio de electricidad. La energía solar en el TES incluye la generación solar fotovoltaica, la energía solar de concentración (CSP) y el consumo final de energía solar térmica. Las pérdidas por conversión de biocombustibles son las pérdidas de conversión para producir biocombustibles (principalmente a partir de bioenergía sólida moderna) utilizados en el sector energético. La producción de hidrógeno de bajas emisiones se refiere a la producción comercial de hidrógeno de bajas emisiones (excluida la producción in situ en instalaciones industriales y refinerías); los insumos se refieren al total de insumos de combustible y las salidas a la producción de hidrógeno. Aunque no se detallan por separado, la energía geotérmica y marina (mareomotriz y de olas) se incluye en la categoría de renovables del TES y de los sectores de electricidad y calor. Aunque no se detallan por separado, los residuos no renovables y otras fuentes se incluyen en el TES.

### *Nota definatoria: Tablas de demanda de energía*

Los sectores que componen el consumo final total (TFC, por sus siglas en inglés) incluyen la industria (uso energético y materias primas), el transporte y los edificaciones (residencial, servicios y otros no especificados). Aunque no se detallan por separado, la agricultura y otros usos no energéticos se incluyen en el TFC. Aunque no se detallan por separado, los residuos no renovables, la energía solar térmica y la energía geotérmica se incluyen en edificaciones, industria y TFC.

### *Nota definatoria: Tablas eléctricas*

La generación eléctrica expresada en teravatios-hora (TWh) y los datos de capacidad eléctrica instalada expresados en gigavatios (GW) se presentan ambos en términos brutos, es decir, incluyen el autoconsumo del generador. La capacidad eléctrica bruta proyectada es la suma de la capacidad existente y las adiciones, menos las retiradas. Aunque no se detallan por separado, otras fuentes se incluyen en la generación total de electricidad. El hidrógeno y el amoníaco son combustibles que pueden ofrecer una alternativa de bajas emisiones a la generación eléctrica a partir de gas natural y carbón, ya sea mediante cocombustión o mediante la conversión completa de las instalaciones. Los niveles de matriz de hidrógeno en las centrales de gas y de amoníaco en las centrales de carbón se representan en los escenarios y se consignan en las tablas. Los valores de generación eléctrica que figuran en

las tablas se basan en las participaciones de entrada de combustible, mientras que la capacidad de hidrógeno y amoníaco se deriva suponiendo un factor de capacidad típico.

#### *Nota definitoria: Tablas de emisiones de CO<sub>2</sub>*

El CO<sub>2</sub> total incluye las emisiones de dióxido de carbono derivadas de la combustión de combustibles fósiles y residuos no renovables, de los procesos industriales y de transformación de combustibles (emisiones de proceso) y de la quema en antorcha (*flaring*) y de la eliminación de CO<sub>2</sub>. La eliminación de CO<sub>2</sub> incluye: emisiones capturadas y almacenadas procedentes de la combustión de bioenergía y residuos renovables; de la producción de biocombustibles; y de la captura directa de aire.

Las dos primeras entradas suelen notificarse como bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS). Cabe señalar que parte del CO<sub>2</sub> capturado en la producción de biocombustibles y en la captura directa de aire se utiliza para producir combustibles sintéticos, lo cual no se contabiliza como eliminación de CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> total capturado incluye el dióxido de carbono capturado en instalaciones con CCUS, como plantas de generación eléctrica o instalaciones industriales, así como el CO<sub>2</sub> atmosférico capturado mediante captura directa de aire, pero excluye aquel que se captura y utiliza para la producción de urea.

#### *Nota definitoria: Indicadores económicos y de actividad*

La intensidad de emisiones, expresada en gramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora (g CO<sub>2</sub> por kWh), se calcula a partir de las plantas exclusivamente eléctricas y del componente eléctrico de las centrales de cogeneración de calor y electricidad (CHP).<sup>1</sup> Los productos químicos básicos incluyen etileno, propileno, aromáticos, metanol y amoníaco. Los datos de producción industrial de aluminio excluyen la producción basada en chatarra generada internamente. La actividad de camiones pesados incluye la actividad de carga de camiones medianos y pesados.

Las abreviaturas utilizadas incluyen: PIB = producto interno bruto; GJ = gigajulio; m<sup>2</sup> = metro cuadrado; Mt = millones de toneladas; pkm = pasajeros-kilómetro; PPA = paridad de poder adquisitivo; tkm = tonelada-kilómetro.

#### *Licencia del Anexo A*

Sujeto al Aviso de la AIA para Contenido Licenciado en CC, este Anexo A de *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia* está licenciado bajo una Licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.



<sup>1</sup> Para derivar las emisiones asociadas solo a la electricidad en las centrales de cogeneración (CHP), se supone que la producción de calor de una planta de CHP tiene una eficiencia del 90% y que el resto del insumo de combustible se asigna a la generación eléctrica.

**Tabla A.1: Suministro de energía en Colombia**

	Compromisos Anunciados (PJ)						Acciones (%)			TCAC (%) de 2024 a:	
	2010	2023	2024	2025	2040	2050	2024	2035	2050	2025	2050
<b>Suministro total de energía</b>	<b>1 341</b>	<b>1 990</b>	<b>2 027</b>	<b>1 976</b>	<b>2 030</b>	<b>2 385</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>-0.2</b>	<b>0.6</b>
<b>Renovables</b>	<b>248</b>	<b>442</b>	<b>417</b>	<b>925</b>	<b>1 273</b>	<b>1 898</b>	<b>21</b>	<b>47</b>	<b>80</b>	<b>7.5</b>	<b>6.0</b>
Solar	-	4	7	217	339	485	0	11	20	37	18
Eólica	-	1	2	74	142	292	0	4	12	39	21
Hidroeléctrica	145	208	189	240	255	288	9	12	12	2.2	1.6
Bioenergía Solar Moderna	84	181	171	221	224	235	8	11	10	2.4	1.2
Bioenergía Líquida Moderna	18	39	40	57	45	25	2	3	1	3.3	-1.8
Bioenergía Gaseosa Moderna	1	8	8	52	131	335	0	3	14	19	15
<b>Uso tradicional de biomasa</b>	<b>74</b>	<b>62</b>	<b>60</b>	-	-	-	<b>3</b>	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Nuclear</b>	-	-	-	-	-	<b>189</b>	-	-	<b>8</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Gas natural</b>	<b>353</b>	<b>381</b>	<b>415</b>	<b>241</b>	<b>192</b>	<b>102</b>	<b>20</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>-4.8</b>	<b>-5.3</b>
Sin CCUS	346	375	408	232	180	84	20	12	4	-5.0	-5.9
Con CCUS	-	-	-	2	5	12	-	0	1	n.a.	n.a.
<b>Petróleo</b>	<b>494</b>	<b>845</b>	<b>847</b>	<b>663</b>	<b>465</b>	<b>170</b>	<b>42</b>	<b>34</b>	<b>7</b>	<b>-2.2</b>	<b>-6.0</b>
Uso no energético	29	38	37	36	36	36	2	2	2	-0.2	-0.1
<b>Carbón</b>	<b>172</b>	<b>258</b>	<b>286</b>	<b>145</b>	<b>98</b>	<b>24</b>	<b>14</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>-6.0</b>	<b>-9.1</b>
Sin CCUS	172	258	286	142	94	21	14	7	1	-6.2	-9.6
Con CCUS	-	-	-	2	4	4	-	0	0	n.a.	n.a.
<b>Generación de electricidad y calor</b>	<b>341</b>	<b>497</b>	<b>530</b>	<b>754</b>	<b>1 082</b>	<b>1 849</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>3.3</b>	<b>4.9</b>
<b>Renovables</b>	<b>171</b>	<b>243</b>	<b>228</b>	<b>666</b>	<b>1 016</b>	<b>1 639</b>	<b>43</b>	<b>88</b>	<b>89</b>	<b>10</b>	<b>7.9</b>
Energía solar fotovoltaica	-	4	7	212	330	472	1	28	26	36	18
Eólica	-	1	2	74	142	292	0	10	16	39	21
Hidroeléctrica	145	208	189	240	255	288	36	32	16	2.2	1.6
Bioenergía	25	30	30	90	176	391	6	12	21	11	10
<b>Hidrógeno</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Amoniaco</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Nuclear</b>	-	-	-	-	-	<b>189</b>	-	-	<b>10</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Gas natural sin CCUS</b>	<b>101</b>	<b>118</b>	<b>142</b>	<b>66</b>	<b>58</b>	<b>18</b>	<b>27</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>-6.7</b>	<b>-7.6</b>
<b>Gas natural con CCUS</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Petróleo</b>	<b>19</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>-8.7</b>	<b>-11</b>
<b>Carbón sin CCUS</b>	<b>50</b>	<b>99</b>	<b>123</b>	<b>7</b>	-	-	<b>23</b>	<b>1</b>	-	<b>-23</b>	<b>n.a.</b>
<b>Carbón con CCUS</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Otros sectores energéticos</b>	<b>238</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>273</b>	<b>369</b>	<b>506</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>-0.9</b>	<b>2.0</b>
<b>Pérdidas en la conversión de biocombustibles</b>	-	<b>47</b>	<b>46</b>	<b>58</b>	<b>51</b>	<b>25</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>2.1</b>	<b>-2.3</b>
<b>Hidrógeno de bajas emisiones (fuera de las instalaciones)</b>											
Insumos de producción	-	-	-	<b>69</b>	<b>121</b>	<b>188</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
Producción	-	-	-	<b>48</b>	<b>87</b>	<b>139</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
Para combustibles a base de hidrógeno	-	-	-	<b>43</b>	<b>67</b>	<b>95</b>	-	<b>90</b>	<b>68</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>

**Tabla A.2: Consumo final en Colombia**

	Compromisos Anunciados (PJ)						Acciones (%)			TCAC (%) de 2024 a:	
	2010	2023	2024	2035	2040	2050	2024	2035	2050	2035	2050
<b>Consumo final total</b>	<b>977</b>	<b>1 510</b>	<b>1 517</b>	<b>1 575</b>	<b>1 487</b>	<b>1 380</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0.3</b>	<b>-0.4</b>
Electricidad	170	265	268	438	594	869	18	28	63	4.6	4.6
Combustibles líquidos	433	749	747	706	506	198	49	45	14	-0.5	-5.0
Biocombustible	18	39	40	57	45	25	3	4	2	3.3	-1.8
Amoníaco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Petróleo sintético	-	-	-	-	1	4	-	-	0	n.a.	n.a.
Petróleo	415	710	707	649	459	169	47	41	12	-0.8	-5.4
Combustibles gaseosos	132	169	176	167	159	146	12	11	11	-0.5	-0.7
Biometano	1	4	4	13	18	33	0	1	2	11	8.5
Hidrógeno	-	-	-	6	19	44	-	0	3	n.a.	n.a.
Metano sintético	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Gas natural	131	166	172	147	119	65	11	9	5	-1.4	-3.7
Combustibles sólidos	242	327	327	254	214	148	22	16	11	-2.3	-3.0
Bioenergía sólida	132	160	155	113	114	122	10	7	9	-2.8	-0.9
Carbón	110	164	169	139	98	24	11	9	2	-1.8	-7.2
Calor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Industria</b>	<b>288</b>	<b>444</b>	<b>445</b>	<b>508</b>	<b>514</b>	<b>503</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>1.2</b>	<b>0.5</b>
Electricidad	51	96	97	155	198	280	22	31	56	4.4	4.2
Combustibles líquidos	46	70	65	55	47	16	15	11	3	-1.5	-5.2
Petróleo	46	70	65	55	46	15	15	11	3	-1.5	-5.5
Combustibles gaseosos	52	63	65	72	70	66	15	14	13	0.9	0.1
Biometano	-	1	1	6	9	22	0	1	4	18	13
Hidrógeno	-	-	-	-	1	5	-	-	1	n.a.	n.a.
Gas natural sin CCUS	49	60	62	62	52	26	14	12	5	0.0	-3.3
Gas natural con CCUS	-	-	-	2	5	12	-	0	2	n.a.	n.a.
Combustibles sólidos	140	215	218	218	189	129	49	43	26	0.0	-2.0
Bioenergía sólida moderna	31	51	49	78	89	102	11	15	20	4.3	2.9
Carbón sin CCUS	108	161	167	136	93	21	38	27	4	-1.8	-7.7
Carbón con CCUS	-	-	-	2	4	4	-	0	1	n.a.	n.a.
Calor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Productos químicos	43	61	57	56	58	59	13	11	12	-0.2	0.1
Hierro y acero	93	78	77	103	108	106	17	20	21	2.7	1.2
Cemento	31	43	41	42	44	53	9	8	11	0.2	1.0
Aluminio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

**Tabla A.2: Consumo final de Colombia (continuación)**

	2010	2023	2024	Compromisos Anunciados (PJ)			Acciones (%)			TCAC (%) de 2024 a:	
				2035	2040	2050	2024	2035	2050	2035	2050
<b>Transporte</b>	<b>324</b>	<b>594</b>	<b>602</b>	<b>651</b>	<b>561</b>	<b>442</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0.7</b>	<b>-1.2</b>
Electricidad	-	2	2	73	154	271	0	11	61	39	21
<b>Combustibles líquidos</b>	<b>294</b>	<b>571</b>	<b>578</b>	<b>562</b>	<b>384</b>	<b>131</b>	<b>96</b>	<b>86</b>	<b>30</b>	<b>-0.3</b>	<b>-5.5</b>
Biocombustible	16	39	40	54	42	19	7	8	4	2.8	-2.8
Petróleo	278	532	538	508	340	108	89	78	24	-0.5	-6.0
<b>Combustibles gaseosos</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	<b>24</b>	<b>40</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>-2.4</b>	<b>2.5</b>
Biometano	-	-	-	1	1	-	-	0	-	n.a.	n.a.
Hidrógeno	-	-	-	5	18	39	-	1	9	n.a.	n.a.
Gas natural	30	20	21	10	6	1	3	2	0	-6.5	-11
<b>Por carretera</b>	<b>290</b>	<b>565</b>	<b>569</b>	<b>616</b>	<b>524</b>	<b>403</b>	<b>95</b>	<b>95</b>	<b>91</b>	<b>0.7</b>	<b>-1.3</b>
Carros de pasajeros	93	178	183	259	232	188	30	40	43	3.2	0.1
Camiones pesados	62	156	156	147	131	117	26	23	26	-0.5	-1.1
<b>Edificaciones</b>	<b>268</b>	<b>413</b>	<b>414</b>	<b>361</b>	<b>356</b>	<b>380</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>-1.2</b>	<b>-0.3</b>
Electricidad	112	163	165	207	239	314	40	57	83	2.1	2.5
<b>Combustibles líquidos</b>	<b>33</b>	<b>69</b>	<b>67</b>	<b>51</b>	<b>37</b>	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>3</b>	<b>-2.5</b>	<b>-6.7</b>
Biocombustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Petróleo	33	69	67	51	37	11	16	14	3	-2.5	-6.7
<b>Combustibles gaseosos</b>	<b>46</b>	<b>82</b>	<b>85</b>	<b>75</b>	<b>59</b>	<b>35</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>9</b>	<b>-1.1</b>	<b>-3.4</b>
Biometano	1	2	3	6	8	10	1	2	3	6.5	4.7
Hidrógeno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Gas natural	45	79	82	67	49	20	20	19	5	-1.8	-5.3
<b>Combustibles sólidos</b>	<b>77</b>	<b>99</b>	<b>97</b>	<b>27</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>23</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>-11</b>	<b>-7.2</b>
Bioenergía sólida moderna	-	35	34	26	18	14	8	7	4	-2.4	-3.4
Uso tradicional de la biomas	74	62	60	-	-	-	14	-	-	n.a.	n.a.
Carbón	2	3	3	1	-	-	1	0	-	-9.5	n.a.
<b>Calor</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Residencial</b>	<b>208</b>	<b>329</b>	<b>328</b>	<b>268</b>	<b>263</b>	<b>284</b>	<b>79</b>	<b>74</b>	<b>75</b>	<b>-1.8</b>	<b>-0.6</b>
<b>Servicios</b>	<b>60</b>	<b>84</b>	<b>85</b>	<b>92</b>	<b>93</b>	<b>96</b>	<b>21</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>0.7</b>	<b>0.5</b>

**Tabla A.3: Sector eléctrico de Colombia**

	Compromisos anunciados (TWh)						Acciones (%)			TCAC (%) de 2024 a:	
	2010	2023	2024	2035	2040	2050	2024	2035	2050	2035	2050
<b>Generación total</b>	<b>61</b>	<b>89</b>	<b>90</b>	<b>166</b>	<b>228</b>	<b>350</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>5.7</b>	<b>5.3</b>
<b>Renovables</b>	<b>43</b>	<b>62</b>	<b>58</b>	<b>155</b>	<b>220</b>	<b>330</b>	<b>64</b>	<b>94</b>	<b>94</b>	<b>9.4</b>	<b>6.9</b>
Solar FV	0	1	2	59	92	131	2	36	37	36	17
Eólica	0	0	0	21	39	81	0	12	23	42	22
Hidroeléctrica	40	58	53	67	71	80	58	40	23	2.2	1.6
Bioenergía	2	3	3	8	15	32	3	5	9	9.2	9.8
<i>de la cual BECCS</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Geotermia	-	-	-	1	3	6	-	1	2	n.a.	n.a.
Marina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Nuclear</b>	-	-	-	-	-	<b>17</b>	-	-	<b>5</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Hidrógeno y amoníaco</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Combustibles fósiles con CCUS</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
Carbón con CCUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Gas natural con CCUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Combustibles fósiles sin CCUS</b>	<b>18</b>	<b>27</b>	<b>32</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>36</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>-9.7</b>	<b>-9.6</b>
Carbón	4	9	11	1	0	-	12	0	-	-23	n.a.
Gas natural	12	14	17	8	8	2	19	5	1	-6.4	-7.7
Petróleo	2	4	4	1	1	0	4	1	0	-8.6	-11

	Compromisos anunciados (GW)						Acciones (%)			TCAC (%) de 2024 a:	
	2010	2023	2024	2035	2040	2050	2024	2035	2050	2035	2050
<b>Capacidad total</b>	<b>16</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>84</b>	<b>120</b>	<b>173</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>12</b>	<b>8.0</b>
<b>Renovables</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>59</b>	<b>85</b>	<b>122</b>	<b>67</b>	<b>70</b>	<b>71</b>	<b>13</b>	<b>8.2</b>
Solar FV	-	1	2	33	50	69	9	40	40	28	14
Eólica	0	0	0	7	13	25	0	8	15	54	26
Hidroeléctrica	10	13	13	17	19	22	56	20	13	2.3	2.0
Bioenergía	0	0	0	1	2	5	2	2	3	11	10
<i>de la cual BECCS</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Geotermia	-	-	-	0	1	1	-	0	0	n.a.	n.a.
Marina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Nuclear</b>	-	-	-	-	-	<b>2</b>	-	-	<b>1</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Hidrógeno y amoníaco</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Combustibles fósiles con CCUS</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
Carbón con CCUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Gas natural con CCUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Combustibles fósiles sin CCUS</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>33</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>-6.7</b>	<b>-6.9</b>
Carbón	1	2	2	0	-	-	7	0	-	-13	n.a.
Gas natural	4	5	5	3	2	1	22	3	1	-5.6	-6.1
Petróleo	0	1	1	0	0	0	3	1	0	-5.2	-5.2
<b>Almacenamiento en baterías</b>	-	-	-	<b>21</b>	<b>33</b>	<b>48</b>	-	<b>25</b>	<b>27</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>

**Tabla A.4: Emisiones de CO<sub>2</sub> en Colombia**

	2010	2023	2024	Compromisos anunciados (Mt CO <sub>2</sub> )			TCAC (%) de 2024 a:	
				2035	2040	2050	2035	2050
<b>CO<sub>2</sub> total*</b>	<b>66</b>	<b>102</b>	<b>106</b>	<b>74</b>	<b>52</b>	<b>17</b>	<b>-3.2</b>	<b>-6.9</b>
<b>Actividades de combustión (+)</b>	<b>62</b>	<b>95</b>	<b>100</b>	<b>69</b>	<b>48</b>	<b>15</b>	<b>-3.3</b>	<b>-7.1</b>
Carbón	14	24	26	11	7	2	-7.3	-10
Petróleo	30	52	52	45	31	10	-1.4	-6.3
Gas natural	17	19	21	12	10	5	-4.6	-5.5
Bioenergía y residuos	0	0	0	0	-0	-1	-5.5	n.a.
<b>Otras remociones ** (-)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
Producción de biocombustibles	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Captura directa de aire	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Generación de electricidad y calor</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>22</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>-12</b>	<b>-11</b>
Carbón	5	9	12	1	0	-	-23	n.a.
Petróleo	1	3	3	1	1	0	-8.4	-10
Gas natural	6	7	8	4	3	1	-6.8	-7.6
Bioenergía y residuos	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
<b>Otro sector energético **</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-15</b>	<b>-5.8</b>
<b>Consumo final **</b>	<b>48</b>	<b>77</b>	<b>78</b>	<b>67</b>	<b>47</b>	<b>14</b>	<b>-1.3</b>	<b>-6.3</b>
Carbón	9	14	15	11	7	2	-2.8	-8.1
Petróleo	28	48	48	44	30	10	-0.8	-6.0
Gas natural	7	9	9	8	6	3	-1.6	-4.7
Bioenergía y residuos	0	0	0	0	-0	-1	-5.5	n.a.
<b>Industria**</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>28</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>5</b>	<b>-1.9</b>	<b>-6.8</b>
Productos químicos**	2	3	3	2	2	0	-1.7	-8.7
Hierro y acero**	6	5	5	5	4	1	-0.2	-6.3
Cemento**	6	9	8	7	5	1	-1.9	-7.7
Aluminio**	0	0	0	0	0	-	0.0	n.a.
<b>Transporte</b>	<b>22</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>25</b>	<b>8</b>	<b>-0.7</b>	<b>-6.1</b>
Por carretera	19	37	38	35	22	6	-0.7	-7.0
Carros de pasajeros	6	12	12	15	11	4	2.0	-4.6
Camiones pesados	4	10	10	8	5	1	-2.2	-9.3
<b>Edificaciones</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>-2.3</b>	<b>-5.9</b>
Residencial	4	8	8	6	5	2	-2.3	-6.2
Servicios	1	1	1	1	1	0	-2.0	-4.8
<b>Remoción total de CO<sub>2</sub>**</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>CO<sub>2</sub> total capturado**</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>

\*Incluye emisiones de procesos industriales y de quema.

\*\*Incluye las emisiones de procesos industriales.

**Tabla A.5: Indicadores económicos y de actividad de Colombia**

	2010	2023	2024	Compromisos anunciados			TCAC (%) de 2024 a:	
				2035	2040	2050	2035	2050
<b>Indicadores</b>								
Población (millones)	44	52	53	57	58	59	0.8	0.4
PIB (2024 miles de millones de USD, PPA)	727	1 113	1 133	1 496	1 661	1 959	2.6	2.1
PIB per cápita (USD 2024, PPA)	16 501	21 315	21 454	26 097	28 413	33 045	1.8	1.7
TES/PIB (GJ por 1000 USD, PPA)	1.8	1.8	1.8	1.3	1.2	1.2	-2.7	-1.5
TFC/PIB (GJ por 1000 USD, PPA)	1.3	1.4	1.3	1.1	0.9	0.7	-2.1	-2.4
Intensidad de CO <sub>2</sub> de la generación de electricidad (g CO <sub>2</sub> per kWh)	197	210	249	33	17	3	-17	-15
<b>Producción industrial (Mt)</b>								
Productos químicos primarios	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	-0.3	0.3
Acero	1.2	1.4	1.3	1.8	2.1	2.5	3.3	2.6
Cemento	10	14	13	14	15	17	0.6	0.9
Aluminio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	2.6	2.7
<b>Transporte</b>								
Carros de pasajeros (miles de millones pkm)	72	144	148	269	344	461	5.6	4.5
Camiones pesados (billones de tkm)	58	154	153	191	211	257	2.0	2.0
<b>Edificaciones</b>								
Hogares (millones)	12.3	14.8	15.0	16.9	17.5	18.3	1.1	0.8
Superficie residencial (millones de m <sup>2</sup> )	894	1 238	1 263	1 573	1 715	1 968	2.0	1.7
Superficie de planta de servicios (millones de m <sup>2</sup> )	208	298	303	376	407	465	2.0	1.7



## Definiciones

Este anexo brinda información general sobre la terminología utilizada a lo largo de este informe, incluyendo unidades y factores generales de conversión, definiciones de combustibles, procesos y sectores, agrupaciones regionales y de países, y abreviaturas y siglas.

## Unidades

<b>Área</b>	km <sup>2</sup>	kilómetro cuadrado
	Mha	millones de hectáreas
<b>Distancia</b>	km	kilómetro
<b>Emisiones</b>	ppm	partes por millón (por volumen)
	t CO <sub>2</sub>	toneladas de dióxido de carbono
	Gt CO <sub>2</sub> -eq	gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (utilizando potenciales de calentamiento global a 100 años para diferentes gases de efecto invernadero)
	kg CO <sub>2</sub> -eq	kilogramos de dióxido de carbono equivalente
	g CO <sub>2</sub> /km	gramos de dióxido de carbono por kilómetro
	g CO <sub>2</sub> /kWh	gramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora
	kg CO <sub>2</sub> /kWh	kilogramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora
	USD/t CO <sub>2</sub>	dólares estadounidenses por tonelada de dióxido de carbono
<b>Energía</b>	MJ	megajulio (1 julio x 10 <sup>6</sup> )
	GJ	gigajoule (1 julio x 10 <sup>9</sup> )
	TJ	terajoule (1 julio x 10 <sup>12</sup> )
	PJ	petajoule (1 julio x 10 <sup>15</sup> )
	EJ	exajoule (1 julio x 10 <sup>18</sup> )
	W	vatios (1 julio por segundo)
	kW	kilovatio (1 vatios x 10 <sup>3</sup> )
	MW	megavatios (1 vatios x 10 <sup>6</sup> )
	GW	gigavatio (1 vatios x 10 <sup>9</sup> )
	TWh	teravatio (1 vatios x 10 <sup>12</sup> )
	kWh	kilovatio-hora
	MWh	megavatio-hora
	GWh	gigavatio-hora
	TWh	teravatio-hora
MBtu	millones de unidades térmicas británicas	
<b>Densidad energética</b>	Wh/kg	vatios-hora por kilogramo
<b>Equivalencia energética</b>	kboe/d	mil barriles equivalentes de petróleo por día
	Mtoe	millones de toneladas equivalentes de petróleo
	bcme	mil millones de metros cúbicos equivalentes de gas natural
	Mtce	millones de toneladas equivalentes de carbón (equivalen a 0,7 Mtoe)

<b>Masa</b>	kg	kilogramo
	t	tonelada (1 tonelada = 1000 kg)
	kt	kilotonelada (1 tonelada x 10 <sup>3</sup> )
	Mt	un millón de toneladas (1 tonelada x 10 <sup>6</sup> )
	Gt	gigatonelada (1 tonelada x 10 <sup>9</sup> )
<b>Monetario</b>	millones de USD	1 dólar estadounidense x 10 <sup>6</sup>
	mil millones de dólares	1 dólar estadounidense x 10 <sup>9</sup>
	billones de USD	1 dólar estadounidense x 10 <sup>12</sup>
<b>Volumétrico</b>	bcm	billones de metros cúbicos
	lBarril	un barril de crudo
	kb/d	mil barriles por día
	mb/d	millones de barriles por día

### Factores generales de conversión para la energía

		Multiplicador para convertir a:					
		EJ	Gcal	Mtoe	MBtu	bcme	GWh
Convertir desde:	EJ	1	2,388 x 10 <sup>8</sup>	23.88	9,478 x 10 <sup>8</sup>	27.78	2,778 x 10 <sup>5</sup>
	Gcal	4.1868 x 10 <sup>-9</sup>	1	10 <sup>-7</sup>	3.968	1,163 x 10 <sup>-7</sup>	1,163 x 10 <sup>-3</sup>
	Mtoe	4.1868 x 10 <sup>-2</sup>	10 <sup>7</sup>	1	3,968 x 10 <sup>7</sup>	1.163	11.630
	MBtu	1.0551 x 10 <sup>-9</sup>	0.252	2,52 x 10 <sup>-8</sup>	1	2,932 x 10 <sup>-8</sup>	2,931 x 10 <sup>-4</sup>
	bcme	0.036	8,60 x 10 <sup>6</sup>	0.86	3,41 x 10 <sup>7</sup>	1	9.999
	GWh	3,6 x 10 <sup>-6</sup>	860	8,6 x 10 <sup>-5</sup>	3.412	1 x 10 <sup>-4</sup>	1

Nota: No existe una definición generalmente aceptada de equivalente de barril de petróleo (boe). Normalmente, los factores de conversión utilizados varían entre 7,15 y 7,40 boe por tonelada equivalente de petróleo. Al gas natural se le atribuye un poder calorífico inferior de 1 MJ por 44,1 kg. Las conversiones hacia y desde mil millones de metros cúbicos de gas equivalente (BCME) se presentan como multiplicadores representativos, pero pueden diferir de los valores promedio obtenidos al convertir volúmenes de gas natural en los balances de la Agencia Internacional de Energía (AIE), debido al uso de densidades energéticas específicas por país. Se utilizan valores de poder calorífico inferior (LHV) en todo el sistema.

### Conversiones de moneda

Tasas de cambio (promedio anual de 2024)	1 dólar estadounidense (USD) es igual a:
Libra esterlina británica	0.78
Yuan Renminbi chino	7.20
Euro	0.92
Rupia india	83.67
Yen japonés	151.37

Fuente: Datos del Banco Mundial: Tasa de cambio oficial (Unidades de Moneda Local por USD, promedio del periodo), <https://data.worldbank.org/indicador/PA.NUS.FCRF>, Consulta: septiembre de 2025.

## Definiciones

**Acceso a energía moderna:** Incluye acceso doméstico a un nivel mínimo de electricidad, inicialmente equivalente a una demanda anual de 250 kilovatios-hora (kWh) para un hogar rural y 500 kWh para un hogar urbano; el acceso de los hogares a combustibles y tecnologías de cocción y calefacción menos dañinos y más sostenibles, y a estufas mejoradas o avanzadas, el acceso que permite una actividad económica productiva y el acceso a servicios públicos.

**Agricultura:** Incluye toda la energía utilizada en granjas, silvicultura y pesca.

**Agricultura, silvicultura y otros usos del suelo (AFOLU):** Un sector incluido en los marcos de contabilidad de gases de efecto invernadero que abarca ecosistemas gestionados. Las emisiones de AFOLU incluyen las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la agricultura, el uso del suelo, el cambio de uso del suelo y la silvicultura.

**Almacenamiento en baterías:** Tecnología de almacenamiento de energía que utiliza reacciones químicas reversibles para absorber, almacenar y liberar electricidad bajo demanda.

**Amoníaco (NH<sub>3</sub>):** Un compuesto de nitrógeno e hidrógeno (NH<sub>3</sub>) que se produce industrialmente como insumo para la fabricación de fertilizantes, lo que da lugar a importantes emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) debido al uso de combustibles fósiles para generar el hidrógeno de entrada. Con propiedades similares a las del gas licuado, el amoníaco también puede usarse directamente como combustible en procesos de combustión directa, así como en pilas de combustible, y puede descomponerse (agrietarse) para liberar su contenido de hidrógeno. Como puede fabricarse a partir de hidrógeno de bajas emisiones, el amoníaco tiene el potencial de ser un combustible de bajas emisiones si el proceso de producción, incluida la separación de nitrógeno, se alimenta con energía de bajas emisiones. Producido de esta manera, el amoníaco se considera un combustible líquido a base de hidrógeno de bajas emisiones.

**Análisis de descomposición:** Un método estadístico que descompone un indicador agregado para cuantificar la contribución relativa de un conjunto de factores predefinidos que conducen a un cambio en dicho indicador. Este informe utiliza una descomposición por índice aditivo del tipo Índice de Divisia Media Logarítmica (LMDI).

**Autosuficiencia:** Cociente entre la producción autóctona y el suministro total de energía.

**Aviación:** Este modo de transporte incluye vuelos nacionales e internacionales y su uso de combustibles de aviación. La aviación nacional abarca vuelos que salen y aterrizan en el mismo país; se incluyen los vuelos con fines militares. La aviación internacional incluye vuelos que aterrizan en un país distinto al lugar de salida.

**Biocombustibles líquidos:** Combustibles líquidos derivados de biomasa o de materias primas de residuos, incluidos etanol, biodiésel y combustibles para biojet. Salvo que se indique lo contrario, los biocombustibles se expresan en volúmenes equivalentes en energía a la gasolina, el diésel y el queroseno.

**Biodiésel:** Combustible equivalente al diésel obtenido mediante la transesterificación de aceites vegetales y grasas animales, aceite vegetal hidrogenado (HVO), procesos térmicos como la gasificación y la pirólisis, y procesos biológicos como la fermentación.

**Bioenergía:** Contenido energético de productos sólidos, líquidos y gaseosos derivados de biomasa y biogás. Incluye bioenergía sólida, biocombustibles líquidos y biogases. Excluye el hidrógeno producido a partir de la bioenergía, incluyendo la electricidad procedente de una planta alimentada por biomasa, así como los combustibles sintéticos elaborados con CO<sub>2</sub> procedente de una fuente de biomasa.

**Bioenergía gaseosa moderna:** ver biogases.

**Bioenergía líquida moderna:** Incluye biogasolina, biodiésel, queroseno biojet y otros biocombustibles líquidos.

**Bioenergía sólida:** Incluye carbón vegetal, leña, estiércol, residuos agrícolas, residuos de madera y otros residuos sólidos biogénicos.

**Bioenergía sólida moderna:** Incluye todos los productos de bioenergía sólida, excepto el uso tradicional de biomasa. También incluye el uso de bioenergía sólida en cocinas de biomasa mejoradas intermedias y avanzadas (ISO nivel > 1), lo que exige cortar el combustible en trozos pequeños o, con frecuencia, utilizar biomasa procesada, como *pellets*.

**Biogás:** Mezcla de metano, CO<sub>2</sub> y pequeñas cantidades de otros gases producidos por la digestión anaerobia de materia orgánica en un entorno sin oxígeno. Incluye gas de vertedero y el gas de lodos de aguas residuales, y puede mejorarse mediante la eliminación de los componentes no metánicos, principalmente CO<sub>2</sub>.

**Biogases:** Incluye tanto biogás como biometano.

**Biogasolina:** Incluye todos los biocombustibles líquidos utilizados como sustituto de la gasolina.

**Biometano:** El biometano es una fuente casi pura de metano producida ya sea mediante la "mejora" del biogás (proceso que elimina el dióxido de carbono y otros contaminantes presentes en el biogás) o mediante la gasificación de biomasa sólida seguida de la metanización. También se le conoce como gas natural renovable.

**Búnkeres:** Incluye tanto los combustibles para búnkeres marítimos internacionales como los combustibles para búnkeres de aviación internacionales.

**Búnkeres de aviación internacional:** Incluyen la entrega de combustibles de aviación a aeronaves que realizan aviación internacional. Se excluye el combustible utilizado por las aerolíneas para sus vehículos de carretera. La división entre aviación nacional e internacional se determina en función de los lugares de salida y aterrizaje, y no por la nacionalidad de la aerolínea. Para muchos países, esto excluye de forma incorrecta los combustibles utilizados por compañías nacionales en sus salidas internacionales.

**Búnkeres marítimos internacionales:** Incluyen las cantidades entregadas a los buques de todas las banderas que participan en navegación internacional. La navegación internacional

puede realizarse en el mar, en lagos y vías fluviales interiores, y en aguas costeras. Se excluye el consumo de los buques que realizan navegación nacional. La división entre navegación nacional e internacional se determina en función del puerto de salida y del puerto de llegada, y no de la bandera o la nacionalidad del buque. El consumo de los buques pesqueros y de las fuerzas militares se excluye y se incluye en su lugar en la categoría residencial, servicios y agricultura.

**Calor (uso final):** Puede obtenerse mediante la combustión de combustibles fósiles o renovables, sistemas de calor geotérmico o solar directo, procesos químicos exotérmicos y electricidad (mediante calefacción por resistencia o bombas de calor que pueden extraer calor del aire y de fluidos ambientales). Esta categoría se refiere a una amplia gama de usos finales, incluidos el calentamiento de espacios y agua y la cocina en edificaciones, la desalinización y las aplicaciones de proceso en la industria. No incluye aplicaciones de refrigeración.

**Calor (suministro):** Obtenido de la combustión de combustibles, reactores nucleares, bombas de calor a gran escala o recursos geotérmicos o solares. Puede utilizarse para calefacción o refrigeración, o convertirse en energía mecánica para transporte o generación eléctrica. El calor comercial vendido se informa en el consumo final total, asignándose los insumos de combustible a la generación de eléctrica.

**Calor de proceso:** El uso de energía térmica para producir, tratar o modificar bienes manufacturados.

**Camiones:** Incluyen todas las categorías de tamaño de vehículos comerciales: camiones ligeros (peso bruto del vehículo < 3,5 toneladas), camiones de mercancías medianos (peso bruto del vehículo de 3,5 a 15 toneladas) y camiones pesados de mercancías (peso bruto del vehículo > 15 toneladas).

**Camiones de alta resistencia (HDT):** Incluyen tanto los camiones de carga medianos (peso bruto de 3,5 a 15 toneladas) como los camiones de carga pesados (peso bruto superior a 15 toneladas).

**Capacidad de generación de respaldo:** Los hogares y las empresas conectados a una red eléctrica principal también pueden contar con una fuente de capacidad de generación de eléctrica de respaldo que, en caso de interrupción, puede suministrar electricidad. Los generadores de reserva suelen alimentarse con diésel o gasolina. La capacidad puede ser tan baja como unos pocos cientos de vatios. Esta capacidad es distinta de los sistemas de minirred y fuera de red que no están conectados a una red eléctrica principal.

**Captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS):** El proceso de captación de emisiones de dióxido de carbono procedentes de la combustión de combustibles, de procesos industriales o directamente de la atmósfera. Las emisiones de CO<sub>2</sub> capturadas pueden almacenarse en formaciones geológicas subterráneas, en tierra o en alta mar, o utilizarse como insumo o materia prima en procesos industriales.

**Captura directa de aire (DAC):** Un tipo de tecnología CCUS que captura CO<sub>2</sub> directamente de la atmósfera utilizando disolventes líquidos o sorbentes sólidos. Generalmente, se combina con el almacenamiento permanente del CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas profundas o con su uso en la producción de combustibles, productos químicos, materiales de construcción u otros productos. Cuando se combina con almacenamiento geológico permanente de CO<sub>2</sub>, la DAC es una tecnología de eliminación de carbono, conocida como captura y almacenamiento directo de aire (DAC).

**Carbón:** Incluye tanto el carbón primario, es decir, lignito, carbón coquizable y carbón térmico, como combustibles derivados (por ejemplo, combustible patentado, briquetas de lignito, coque de horno de coque, coque de gas, gas de la planta de gas, gas de horno de coque, gas de alto horno y gas de horno de oxígeno básico). También se incluye la turba.

**Carbón a líquidos (CTL):** La transformación del carbón en hidrocarburos líquidos. Esto puede lograrse mediante la gasificación del carbón en gas de síntesis, es decir, una matriz de hidrógeno y monóxido de carbono, combinada con síntesis de Fischer-Tropsch o conversión de metanol a gasolina para producir combustibles líquidos, o mediante tecnologías menos desarrolladas de licuefacción directa del carbón, en las que el carbón reacciona directamente con hidrógeno.

**Carbón de coque:** Un tipo de carbón que puede utilizarse para la fabricación de acero (como reductor químico y fuente de calor), donde produce un coque capaz de soportar la carga del alto horno. El carbón de esta calidad se conoce comúnmente como carbón metalúrgico.

**Carbón de vapor:** Un tipo de carbón que se utiliza principalmente para la producción de calor o la producción de vapor en centrales eléctricas y, en menor medida, en la industria. Normalmente, el carbón de vapor no es de calidad suficiente para la fabricación de acero. El tipo de carbón se conoce comúnmente como carbón térmico.

**Centros de datos:** Instalaciones que albergan equipos de tecnología de la información (TI), como servidores, sistemas de almacenamiento y equipos de red, y que están equipadas con sistemas de refrigeración y otros equipos auxiliares para mantener el funcionamiento de los equipos informáticos en condiciones óptimas.

**Cocinas mejoradas:** Cocinas de biomasa mejoradas intermedias y avanzadas (nivel ISO > 1). Excluyen las cocinas mejoradas básicas (nivel ISO 0-1).

**Combustibles basados en hidrógeno:** Incluyen amoníaco e hidrocarburos sintéticos (gases y líquidos) cuyo contenido energético proviene de una materia prima de hidrógeno pura o casi pura. Si se producen a partir de hidrógeno de bajas emisiones, estos combustibles se consideran combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones.

**Combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones:** Combustibles producidos a partir de hidrógeno de bajas emisiones. Incluyen amoníaco, metanol y otros hidrocarburos sintéticos (gases y líquidos) elaborados a partir de hidrógeno de bajas emisiones cuando cualquier insumo de carbono —por ejemplo, CO<sub>2</sub>— no proviene de combustibles fósiles ni de emisiones de procesos derivadas de combustibles fósiles.

**Combustibles de bajas emisiones:** Incluyen bioenergía moderna, hidrógeno de bajas emisiones y combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones.

**Combustibles fósiles:** Carbón, petróleo y gas natural. El uso total de combustibles fósiles es igual al uso de combustibles fósiles sin captura más los combustibles fósiles con CCUS y el uso no energético de combustibles fósiles.

**Combustibles gaseosos:** Combustibles en forma gaseosa que incluyen gas natural, biogás, biometano, hidrógeno y metano sintético.

**Combustibles líquidos:** Incluyen petróleo, biocombustibles líquidos, productos sintéticos de petróleo y combustibles a base de hidrógeno, como amoníaco y metanol.

**Combustibles líquidos basados en hidrógeno de bajas emisiones:** Subconjunto de los combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones que incluye únicamente amoníaco, metanol e hidrocarburos líquidos sintéticos, como el queroseno sintético.

**Combustibles sólidos:** Incluyen carbón, bioenergía sólida moderna, uso tradicional de biomasa y residuos industriales y municipales.

**Consumo final total (TFC):** La suma del consumo de los distintos sectores de uso final. El TFC se desglosa en demanda energética en los siguientes sectores: industria (incluyendo manufactura, minería, producción química, altos hornos y hornos de coque), transporte, edificaciones (incluyendo residencias y servicios) y otros (incluyendo la agricultura y otros usos no energéticos). Excluye los búnkeres marítimos y de aviación internacionales, salvo a nivel mundial, donde se incluyen en el sector del transporte.

**Consumo total final de energía (TFEC):** Es una variable definida principalmente para seguir el progreso hacia la meta 7.2 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas. Incorpora el consumo final total por sectores de uso final, pero excluye el uso no energético. Excluye los búnkeres internacionales marítimos y de aviación, salvo a nivel mundial. Se utiliza normalmente para calcular la cuota de energía renovable en el consumo final total de energía (indicador ODS 7.2.1), donde el TFEC es el denominador.

**Conversión de carbón a gas (CTG):** Un proceso mediante el cual el carbón extraído se convierte primero en gas de síntesis, es decir, una matriz de hidrógeno y monóxido de carbono, y posteriormente en metano sintético.

**Coste nivelado ajustado al valor de la electricidad (VALCOE):** Una métrica más completa para evaluar la competitividad de las tecnologías de generación eléctrica, que incluye todos los costos directos de tecnología (LCOE) combinados con el valor estimado de tres servicios proporcionados al sistema: energía, flexibilidad y capacidad.

**Coste nivelado de la electricidad (LCOE):** Indicador del coste medio esperado de producción por cada unidad de electricidad generada por una tecnología a lo largo de su vida económica. El LCOE combina en una única métrica todos los elementos de coste asociados directamente a una tecnología eléctrica determinada, incluidos construcción, financiación, combustible, mantenimiento y costos asociados al precio del carbono. No incluye los costos de integración

en la red ni otros costos indirectos. Para un indicador más completo, ver el coste nivelado de la electricidad ajustado por valor (VALCOE).

**Crédito de capacidad:** La proporción de la capacidad nominal de generación de un generador eléctrico que se puede esperar de forma confiable que esté disponible para generar electricidad durante los momentos de máxima demanda en la red a la que está conectado. La suma de todos los créditos de capacidad en un sistema eléctrico es útil como aproximación de la energía firme que el sistema puede proporcionar de forma fiable en un momento dado.

**Demanda de energía:** Ver suministro total de energía.

**Demanda eléctrica:** Definida como la generación bruta total de electricidad menos la generación para uso propio, más el comercio neto (importaciones menos exportaciones), menos pérdidas en transmisión y distribución.

**Destilados intermedios:** Incluyen combustible para aviones, diésel y gasóleo para calefacción.

**Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>):** Un gas compuesto por un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno. Es un gas de efecto invernadero importante (retiene el calor).

**Edificaciones:** El sector de la edificación incluye la energía utilizada en edificaciones residenciales y de servicios. Las edificaciones de servicios incluyen edificaciones comerciales, institucionales y otras edificaciones no especificadas. El consumo energético de las edificaciones incluye calefacción y refrigeración de espacios, agua caliente sanitaria, iluminación, electrodomésticos y equipos de cocina. También incluye la energía utilizada por centros de datos y plantas de desalinización.

**Edificaciones preparadas para operar con cero emisiones de carbono:** Un edificio altamente eficiente energéticamente que utiliza energía renovable directamente o un suministro energético que puede ser completamente descarbonizado, como la electricidad o la calefacción urbana.

**Electricidad de bajas emisiones:** Incluye la producción de tecnologías de energías renovables, energía nuclear, combustibles fósiles equipados con CCUS, hidrógeno y amoníaco.

**Electrólisis:** Proceso de conversión de energía eléctrica en energía química. La más relevante para el sector energético es la electrólisis del agua, que divide las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno resultante se denomina hidrógeno electrolítico.

**Elementos de tierras raras (REEs):** Un grupo de diecisiete elementos químicos en la tabla periódica, específicamente los quince lantánidos más el escandio y el itrio. Los REE son insumos vitales para tecnologías energéticas clave, incluyendo aerogeneradores, motores de vehículos eléctricos y electrolizadores.

**Emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y procesos industriales:** emisiones de dióxido de carbono procedentes de la combustión de combustibles, de procesos industriales y de CO<sub>2</sub> fugitivo y en combustión asociada a la extracción de combustibles fósiles. Salvo que se

indique lo contrario, las emisiones de CO<sub>2</sub> en este informe se refieren a las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y con procesos industriales.

**Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector energético:** Emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y procesos industriales, más las emisiones fugitivas y de venteo de metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) procedentes de los sectores energético e industrial.

**Emisiones de procesos:** Emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por procesos industriales que transforman química o físicamente los materiales. Un ejemplo notable es la producción de cemento, en la que se emite CO<sub>2</sub> cuando el carbonato de calcio se transforma en cal, que a su vez se utiliza para producir clínker.

**Energía eólica marina:** La electricidad producida por aerogeneradores instalados en aguas abiertas, generalmente en el océano. Incluye eólica marina fija (anclada al lecho marino) y eólica marina flotante.

**Energía hidroeléctrica:** Electricidad producida en proyectos hidroeléctricos. Excluye la producción procedente del almacenamiento por bombeo y de recursos marinos (por ejemplo, tecnologías de mareas y olas).

**Energía limpia:** En el ámbito energético, la energía limpia incluye: fuentes de energía renovable; energía nuclear; combustibles fósiles equipados con CCUS; hidrógeno y amoníaco; almacenamiento en batería; y redes eléctricas. En eficiencia, la energía limpia incluye la eficiencia energética en edificaciones, industria y transporte, excluyendo la navegación nacional. En aplicaciones de uso final, la energía limpia abarca: uso directo de renovables; vehículos eléctricos; electrificación en edificaciones, industria y transporte marítimo internacional; CCUS en la industria y captura directa de aire. En el suministro de combustibles, la energía limpia comprende combustibles de bajas emisiones, captura directa de aire y medidas para reducir la intensidad de emisiones de la producción de combustibles fósiles.

**Energía marina:** Energía mecánica obtenida de las corrientes oceánicas del movimiento de las mareas o de las olas, aprovechada para la generación eléctrica.

**Energía nuclear:** La electricidad producida por un reactor nuclear, suponiendo una eficiencia promedio de conversión del 33%.

**Energía renovable variable (VRE):** Fuentes de energía renovable —normalmente electricidad— cuya producción máxima en un momento dado depende de la disponibilidad de insumos ambientales fluctuantes. La VRE incluye una amplia gama de tecnologías, como energía eólica, energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica de pasada, energía solar de concentración sin almacenamiento térmico y energía marina (mareas y olas).

**Energía solar concentrada (CSP):** Tecnología de generación de energía térmica que recoge y concentra la luz solar para producir calor a altas temperaturas y generar electricidad.

**Energía solar fotovoltaica (FV):** Electricidad producida a partir de células solares fotovoltaicas, incluyendo las instalaciones a escala de servicios públicos y a pequeña escala.

**Energía útil:** Energía disponible para los usuarios finales para satisfacer su necesidad de servicios energéticos. Como resultado de las pérdidas por transformación en el punto de uso, la cantidad de energía útil es inferior a la demanda final de energía correspondiente para la mayoría de las tecnologías. Véase también servicios energéticos.

**Etanol:** Alcohol de amplia aplicación en el sector químico y como aditivo de combustibles. Cuando se produce a partir de recursos biológicos, se conoce como bioetanol, que tiene aplicaciones como biogasolina, combustible líquido y bioquímico. En este informe, el término se refiere exclusivamente al bioetanol.

**Gases:** Ver combustibles gaseosos.

**Gases de bajas emisiones:** Incluyen biogás, biometano, hidrógeno de bajas emisiones y metano sintético de bajas emisiones.

**Gases de red:** Combustibles gaseosos transportados en una red de gas por gasoducto, ya sea por separado o mezclados. Incluye gas natural, biometano, metano sintético e hidrógeno mezclados en una red de gas.

**Gas-a-líquidos (GTL):** Proceso mediante el cual el metano reacciona con oxígeno o vapor para producir gas de síntesis (syngas), es decir, una matriz de hidrógeno y monóxido de carbono, seguido de síntesis de Fischer-Tropsch. Es similar al proceso utilizado en la conversión de carbón a líquidos.

**Gas de esquisto:** Un tipo de gas natural no convencional contenido en una roca comúnmente clasificada como esquisto. Las formaciones de esquisto se caracterizan por su baja permeabilidad, con una capacidad de gas para fluir a través de la roca más limitada que en un yacimiento convencional. El gas de esquisto se produce generalmente mediante fracturación hidráulica. Ver también aceite hermético.

**Gas natural:** Un combustible fósil gaseoso compuesto principalmente por metano. Se encuentra en yacimientos, en estado gaseoso o licuado. En el análisis y las estadísticas de la AIE, se incluye tanto gas no asociado procedente de campos que producen hidrocarburos solo en forma gaseosa como gas asociado producido junto con crudo, así como el metano recuperado de minas de carbón. No se incluyen los líquidos de gas natural, el gas manufacturado (es decir, producido a partir de residuos municipales o industriales, o de aguas residuales) ni las cantidades venteadas o quemadas. El gas natural tiene un contenido energético específico de 44,09 MJ/kg en base a poder calorífico superior. Los datos de gas natural en metros cúbicos se expresan en términos de poder calorífico bruto y se miden a 15 °C y 760 mm Hg (en condiciones estándar). Los datos de gas natural expresados en toneladas equivalentes de petróleo, principalmente para permitir la comparación con otros combustibles, se basan en poder calórico neto. La diferencia entre el poder calorífico neto y el bruto es el calor latente de vaporización del vapor de agua producido durante la combustión del combustible.

**Gas natural convencional:** Se refiere al gas natural extraído mediante técnicas tradicionales de perforación. Incluye terrestre y marino, incluso procedente del Ártico.

**Gas natural no convencional:** Incluye gas compacto, gas de esquisto, metano de carbón, hidratos de gas y productos de conversión de carbón.

**Generación despachable:** Electricidad procedente de tecnologías cuya producción puede controlarse fácilmente hasta su capacidad nominal, es decir, aumentarse hasta la capacidad máxima o reducirse a cero, para ayudar a ajustar la oferta a la demanda.

**Generación de eléctrica:** Se refiere a la producción de electricidad y calor a partir de todas las fuentes de energía eléctrica, incluyendo las centrales eléctricas dedicadas exclusivamente a la generación eléctrica, las plantas de calor y la cogeneración, es decir, las plantas de producción combinada de calor y electricidad. Se incluyen tanto las plantas de los productores principales de actividad como las plantas pequeñas que producen combustible para su propio uso, es decir, los autoprodutores.

**Generación eléctrica:** Definida como la cantidad total de electricidad generada por centrales dedicadas a la producción de energía eléctrica o por centrales combinadas de calor y eléctrica, incluyendo la generación necesaria para uso propio. También se denomina generación bruta.

**Geotérmico:** Calor derivado del subsuelo de la Tierra que normalmente utiliza un fluido de trabajo, como agua y/o vapor, para llevar la energía a la superficie. Dependiendo de sus características, la energía geotérmica puede utilizarse para calefacción y refrigeración o aprovecharse para generar electricidad limpia si la temperatura es adecuada.

**Hidrógeno:** Se utiliza en el sistema energético como vector energético, como materia prima industrial o combinado con otros insumos para producir combustibles basados en hidrógeno. Salvo que se indique lo contrario, el hidrógeno en este informe se refiere a hidrógeno de bajas emisiones.

**Hidrógeno de bajas emisiones:** Incluye hidrógeno producido mediante electrólisis del agua con electricidad generada a partir de una fuente de bajas emisiones (por ejemplo, solar, eólica o nuclear). El hidrógeno producido a partir de biomasa o de combustibles fósiles con tecnología CCUS también se considera hidrógeno de bajas emisiones. La producción a partir de combustibles fósiles con CCUS solo se incluye si las emisiones aguas arriba son suficientemente bajas, si la captura a altas tasas se aplica a todas las corrientes de CO<sub>2</sub> asociadas a la vía de producción y si todo el CO<sub>2</sub> se almacena de forma permanente para evitar su liberación a la atmósfera. El mismo principio se aplica a materias primas de bajas emisiones y a combustibles a base de hidrógeno elaborados con hidrógeno de bajas emisiones y una fuente sostenible de carbono de origen biogénico o capturado directamente de la atmósfera.

**Horno de arco eléctrico:** Horno que calienta el material mediante un arco eléctrico. Se utiliza para la producción de acero a partir de chatarra, así como para ferroaleaciones, aluminio, fósforo o carburo de calcio.

**Industria:** El sector incluye los combustibles utilizados en las industrias manufacturera y de la construcción. Las principales ramas industriales comprenden hierro y acero, productos químicos y petroquímicos, cemento, aluminio y pasta y papel. El uso de combustibles por

parte de las industrias para la transformación de energía en otra forma o para la producción de combustibles se excluye y se informa por separado bajo otros sectores energéticos. Existe una excepción para la transformación de combustibles en altos hornos y hornos de coque, que se reporta en el sector de hierro y acero. El consumo de combustibles para el transporte de mercancías se informa como parte del sector del transporte, mientras que el consumo de combustibles por vehículos todoterreno se informa en el sector específico. Por ejemplo, el combustible consumido por excavadoras en operaciones industriales se informa en el sector industrial.

**Industrias intensivas en energía:** Incluye la producción y fabricación en las ramas de hierro y acero, productos químicos, minerales no metálicos (incluido el cemento), metales no ferrosos (incluido el aluminio), así como papel, pasta de papel e impresión.

**Industrias ligeras:** Incluyen industrias no intensivas en energía: alimentos y tabaco; maquinaria; minería y canteras; equipos de transporte; textiles; aprovechamiento y procesamiento de madera; y construcción.

**Industrias no intensivas en energía:** Ver otras industrias.

**Industrias pesadas:** Sectores de hierro y acero, productos químicos y cemento.

**Integración por el lado de la demanda (DSI):** Abarca dos tipos de medidas: acciones que influyen en la forma de la curva de carga, como la eficiencia energética y la electrificación; y acciones que gestionan la carga, como las medidas de respuesta por el lado de la demanda.

**Inversión:** La inversión es el gasto de capital en el suministro de energía, infraestructuras, usos finales y eficiencia. La inversión en suministro de combustibles incluye la producción, transformación y transporte de petróleo, gas, carbón y combustibles de bajas emisiones. La inversión en el sector eléctrico incluye nueva construcción y modernización de la generación, redes eléctricas (transmisión, distribución y cargadores públicos de vehículos eléctricos) y almacenamiento en baterías. La inversión en eficiencia energética incluye mejoras de eficiencia en edificaciones, industria y transporte. Otras inversiones en usos finales incluyen la compra de equipos para el uso directo de renovables, vehículos eléctricos, electrificación en edificaciones, industria y transporte marítimo internacional, equipos para el uso de combustibles de bajas emisiones, así como CCUS en la industria y captura directa de aire. Los datos y proyecciones reflejan el gasto a lo largo de la vida útil de los proyectos y se presentan en términos reales, en dólares estadounidenses convertidos a tipos de cambio de mercado del año 2024, salvo que se indique lo contrario. La inversión total reportada en un año refleja la cantidad gastada en ese año.

**Lignito:** Un tipo de carbón que se utiliza en el sector eléctrico, principalmente en regiones cercanas a minas de lignito, debido a su bajo contenido energético y a su alto nivel de humedad, lo que generalmente hace que el transporte a larga distancia sea poco rentable. En este informe, los datos sobre lignito incluyen turba.

**Líquidos de gas natural (NGL):** Hidrocarburos líquidos o licuados producidos en la fabricación, purificación y estabilización de gas natural. Los NGL son las fracciones del gas

natural recuperadas en forma de líquidos en separadores, instalaciones de campo o plantas de procesamiento de gas. Incluyen, entre otros, etano (cuando se separa el flujo de gas natural), propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados.

**Materia prima química:** Productos energéticos físicos utilizados como materias primas para producir productos químicos, típicamente en el sector petroquímico. Ejemplos son el etano o la nafta de origen petrolero para producir etileno en “crackers” de vapor.

**Menor valor calorífico:** Calor liberado por la combustión completa de una unidad de combustible cuando se asume que el agua producida permanece en forma de vapor y ese calor no se recupera.

**Metano de carbón (CBM):** Categoría de gas natural no convencional que se refiere al metano presente en las vetas de carbón.

**Metano sintético:** Metano procedente de fuentes distintas al gas natural, incluyendo procesos de conversión de carbón a gas y metano sintético de bajas emisiones.

**Minerales críticos:** Una amplia gama de minerales y metales esenciales para tecnologías energéticas clave, digitales y otras tecnologías modernas, cuyas cadenas de suministro son vulnerables a interrupciones. Aunque las definiciones y criterios varían entre países, suelen incluir cromo, cobalto, cobre, galio, germanio, grafito, litio, manganeso, molibdeno, níquel, metales del grupo del platino, zinc y elementos de tierras raras.

**Minirredes:** Pequeños sistemas de red eléctrica, no conectados a las principales redes eléctricas, que conectan a varios hogares y/o a otros consumidores.

**Otra industria:** Una categoría de ramas industriales que incluye construcción, procesamiento de alimentos, maquinaria, minería, textiles, equipos de transporte, procesamiento de madera y el resto de la industria. A veces se le denomina industria no intensiva en energía.

**Otro sector energético:** Cubre el uso de energía por parte de las industrias de transformación y las pérdidas energéticas en la conversión de energía primaria en una forma que pueda emplearse en los sectores consumidores finales. Incluye las pérdidas en la producción de hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones, el procesamiento de bioenergía, las plantas de gas, las refinerías de petróleo y la transformación y licuefacción de carbón y gas. También incluye el uso propio de la energía en minas de carbón, en la extracción de petróleo y gas, así como en la producción de electricidad y calor. Las transferencias y las diferencias estadísticas también se incluyen en esta categoría. La transformación de combustibles en altos hornos y hornos de coque no se incluye en la categoría de “otro sector energético”.

**Petróleo:** Un combustible líquido. Normalmente, se refiere al aceite mineral de origen fósil. Incluye petróleo tanto de la producción convencional como de la no convencional. Los productos petrolíferos incluyen gas de refinería, etano, gas licuado de petróleo, gasolina de aviación, gasolina para motores, combustible para aviones, queroseno, gasóleo, fuelóleo pesado, nafta, aguarrás blancas, lubricantes, betún, parafina, ceras y coque de petróleo.

**Petróleo compacto:** Tipo de petróleo no convencional producido a partir de formaciones de esquisto u otras formaciones de muy baja permeabilidad, generalmente mediante fracturación hidráulica. A veces se denomina petróleo ligero hermético. El petróleo compacto incluye la producción de crudo y condensados compactos, excepto en Estados Unidos, donde solo incluye petróleo compacto; los volúmenes compactos de condensado en Estados Unidos se incluyen en los líquidos de gas natural.

**Petróleo convencional:** Se refiere al petróleo extraído mediante métodos tradicionales de perforación. Incluye crudo terrestre y marino (offshore), incluyendo el del Ártico, recuperación mejorada de petróleo y los líquidos de gas natural producidos en yacimientos de gas convencionales.

**Petróleo no convencional:** Incluye la minería y la producción in situ de petróleo extrapesado y betún, crudos sintéticos obtenidos mediante la mejora de bituminosos —por ejemplo, arenas bituminosas en Canadá— o crudos extrapesados, petróleo ligero hermético, petróleo de querógeno y productos de carbón a líquidos (CTL) y de gas a líquidos (GTL), así como aditivos y líquidos de gas natural procedentes de yacimientos de gas natural no convencionales.

**Petróleo sintético:** Combustibles líquidos obtenidos mediante un proceso distinto al refinado de crudo o de aceites bituminosos. El aceite sintético se produce mediante síntesis Fischer-Tropsch o síntesis de metanol. Incluye productos petrolíferos procedentes de carbón a líquidos (CTL), gas a líquidos (GTL) y combustibles líquidos de hidrógeno de bajas emisiones distintos del amoníaco.

**Plásticos de un solo uso (o plásticos desechables):** Artículos de plástico usados solo una vez antes de su eliminación.

**Productos químicos principales:** Incluyen etileno, propileno, benceno, tolueno, xilenos mixtos, amoníaco y metanol.

**Queroseno biojet:** sustituto del queroseno producido a partir de biomasa. Incluye rutas de conversión como ésteres y ácidos grasos hidroprocesados (HEFA) y gasificación de biomasa con síntesis Fischer-Tropsch. Excluye el queroseno sintético producido a partir de dióxido de carbono biogénico.

**Renovables:** Incluyen bioenergía, geotermia, energía hidroeléctrica, energía solar fotovoltaica, energía solar de concentración, energía eólica y energía marina (mareomotriz y de olas) para la generación eléctrica y calor.

**Renovables modernas:** Incluir todas las fuentes renovables, excepto el uso tradicional de biomasa sólida.

**Respuesta en el lado de la demanda (DSR):** Describe acciones que pueden influir en el perfil de carga, como desplazar la curva de carga en el tiempo sin afectar la demanda total de electricidad, o realizar cortes de carga, por ejemplo, interrumpiendo la demanda durante un corto periodo o ajustando su intensidad durante un periodo determinado.

**Residencial:** La energía utilizada por los hogares, incluyendo calefacción y refrigeración de espacios, calentamiento de agua, iluminación, electrodomésticos, dispositivos electrónicos y cocina.

**Residuos no renovables:** Residuos no biogénicos, como los plásticos en residuos municipales o industriales.

**Residuos plásticos:** Todos los residuos plásticos posconsumo con una vida útil superior a un año.

**Sectores de uso final:** Incluyen industria, transporte, edificaciones y otros, es decir, agricultura y otros usos no energéticos.

**Servicios:** Componente del sector de edificaciones. Representa la energía utilizada en instalaciones comerciales —por ejemplo, oficinas, tiendas, hoteles, restaurantes— y en edificaciones institucionales como escuelas, hospitales y oficinas públicas. El uso energético en los servicios incluye calefacción y refrigeración de espacios, calentamiento de agua, iluminación, electrodomésticos, cocina, centros de datos y desalinización.

**Servicios energéticos:** Ganancia personal o social derivada del uso de la energía. Incluye, entre otros, calefacción, refrigeración, iluminación, entretenimiento, movilidad, alimentación, higiene y educación. Ver también energía útil.

**Síntesis de Fischer-Tropsch:** Proceso catalítico para producir combustibles sintéticos —por ejemplo, diésel, queroseno o nafta— típicamente a partir de matriz de monóxido de carbono e hidrógeno (gas de síntesis). Los insumos para la síntesis de Fischer-Tropsch pueden provenir de biomasa, carbón, gas natural o hidrógeno y CO<sub>2</sub>.

**Sistemas fuera de la red:** Minirredes y sistemas autónomos para hogares individuales o grupos de consumidores no conectados a una red principal.

**Sistemas independientes:** Suministro eléctrico autónomo a pequeña escala para hogares o pequeñas empresas. Generalmente, se utilizan fuera de la red, pero también donde el suministro no es fiable. Los sistemas independientes incluyen sistemas solares domésticos, pequeños generadores eólicos o hidroeléctricos y generadores diésel o de gasolina. La diferencia respecto a las minirredes radica en la escala y en que los sistemas independientes no cuentan con una red de distribución que sirva a varios clientes.

**Sistemas solares domésticos (SHS):** Sistemas fotovoltaicos y de baterías autónomos a pequeña escala, es decir, con una capacidad mayor o igual a 10 vatios pico (Wp), que suministran electricidad a hogares individuales o pequeñas empresas. Se utilizan con mayor frecuencia fuera de la red, pero también donde el suministro no es fiable. Aunque todos los SHS están incluidos en la definición de acceso a la electricidad de la AIE y en el recuento histórico, solo los sistemas solares domésticos de 25 Wp en zonas rurales y 50 Wp en áreas urbanas se despliegan en los escenarios de la AIE para dar acceso a la población. Se excluyen los sistemas solares de menos de 10 Wp, es decir, sistemas de múltiples luces y faroles solares.

**Solar:** Incluye energía solar fotovoltaica, energía solar de concentración y calefacción y refrigeración solar.

**Soluciones de cocción limpia:** Las soluciones de cocción que emiten menos contaminantes nocivos y son más eficientes y sostenibles ambientalmente que las opciones tradicionales que utilizan biomasa sólida, carbón o queroseno. Incluyen cocinas mejoradas, sistemas de biogás/biodigestores, cocinas eléctricas, gas licuado de petróleo, gas natural o etanol.

**Suministro total de energía (TES):** Representa únicamente la demanda interna y es equivalente a la generación eléctrica y calor, más el resto del sector energético excluyendo electricidad, calor e hidrógeno, más el consumo final total excluyendo electricidad, calor e hidrógeno. El TES no incluye el calor ambiental de las bombas de calor ni el comercio de electricidad.

**Tasa de recogida de plástico:** La proporción de plástico recogido para reciclaje en relación con la cantidad de residuos reciclables disponibles.

**Transporte:** Incluye combustibles y electricidad utilizados en el transporte de mercancías o personas dentro del territorio nacional, independientemente del sector económico en el que se desarrolle la actividad. Esto incluye combustibles y electricidad suministrados a vehículos que utilizan vías públicas o a vehículos ferroviarios; combustible entregado a buques para la navegación nacional; combustible entregado a aeronaves para la aviación nacional; y la energía consumida en el suministro de combustibles a través de oleoductos. El consumo energético de los búnkeres marítimos y de aviación se presenta únicamente a nivel mundial y se excluye del sector del transporte a nivel nacional.

**Transporte marítimo/navegación:** Este modo de transporte incluye tanto la navegación nacional como la internacional y su uso de combustibles marinos. La navegación nacional abarca el transporte de mercancías o personas por vías fluviales interiores y en viajes marítimos nacionales (que comienzan y terminan en el mismo país sin ningún puerto extranjero intermedio). La navegación internacional incluye las cantidades de combustibles entregadas a los buques mercantes, incluidos los de pasajeros, de cualquier nacionalidad para su consumo durante viajes internacionales de transporte de mercancías o pasajeros.

**Transporte por carretera:** Abarca todos los tipos de vehículos de carretera, es decir, turismos, vehículos de dos o tres ruedas, vehículos comerciales ligeros, autobuses y camiones de mercancías medianos y pesados.

**Turba:** Un sólido formado por la descomposición parcial de vegetación muerta en condiciones de alta humedad y acceso limitado al aire, es decir, etapa inicial de carbonización. Está disponible en dos formas para su uso como combustible: turba en bloques y turba molida. La turba utilizada para fines no energéticos no está incluida.

**Uso ininterrumpido de combustibles fósiles:** Combustibles fósiles utilizados con fines energéticos sin captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). El uso total de combustibles fósiles es igual al uso de combustibles fósiles sin captura más el uso de combustibles fósiles con CCUS más el uso no energético de combustibles fósiles.

**Uso no energético:** El uso de productos energéticos como materias primas para la fabricación de productos no energéticos —por ejemplo, gas natural utilizado para producir fertilizantes—, así como usos directos que no implican utilizar los productos como fuente de energía ni como insumo de transformación —por ejemplo, lubricación, sellado, pavimentación de carreteras, preservación o uso como disolvente. Cabe señalar que, en el caso de los biocombustibles, solo se incluyen las cantidades específicamente utilizadas con fines energéticos, que representan una pequeña parte del total. Por lo tanto, el uso no energético de la biomasa no se tiene en cuenta y las cantidades son nulas por definición.

**Usos productivos:** Energía utilizada con fines económicos: agricultura, industria, servicios y uso no energético. Por ejemplo, alguna demanda energética del sector del transporte — el transporte de mercancías— podría considerarse productiva, pero se trata por separado.

**Uso tradicional de biomasa:** El uso de biomasa sólida con tecnologías básicas, como una cocina mejorada básica (ISO nivel 0-2), a menudo con chimeneas sin o funcionando mal. Las formas de biomasa utilizadas incluyen madera, residuos de madera, carbón vegetal, residuos agrícolas y otros combustibles de origen biológico como estiércol animal.

**Vehículos de cero emisiones (ZEV):** Vehículos que funcionan sin emisiones de CO<sub>2</sub> en el tubo de escape, es decir, vehículos eléctricos de batería, híbridos enchufables y vehículos de celda de combustible.

**Vehículos de gran resistencia (HDV):** Incluyen los camiones de mercancías medianos (peso bruto de 3,5 a 15 toneladas), los camiones de carga pesados (peso bruto superior a 15 toneladas) y los autobuses.

**Vehículo de pasajeros:** Un vehículo motorizado de carretera, distinto de un ciclomotor o una motocicleta, destinado a transportar pasajeros. Incluye furgonetas diseñadas y utilizadas principalmente para transportar pasajeros. Se excluyen vehículos comerciales ligeros, autobuses de larga distancia, autobuses urbanos y microbuses / mini-autobuses de larga distancia.

**Vehículos eléctricos (VE):** Los vehículos eléctricos incluyen vehículos eléctricos de batería (BEVs) y vehículos híbridos enchufables (PHEV).

**Vehículos ligeros (VL):** Incluyen vehículos de turismo y vehículos comerciales ligeros (peso bruto del vehículo < 3,5 toneladas).

## **Agrupaciones regionales y de países**

**Economías avanzadas:** Agrupación regional compuesta por los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y Bulgaria, Croacia, Chipre<sup>1 2</sup>, Malta y Rumanía.

**África:** Agrupación regional formada por el Norte de África y el África subsahariana.

**Asia-Pacífico:** Agrupación regional del Sudeste Asiático y Australia, Bangladés, República Popular Democrática de Corea (Corea del Norte), India, Japón, Corea, Mongolia, Nepal, Nueva Zelanda, Pakistán, la República Popular China (China), Sri Lanka, Taipéi Chino y otros países y territorios de Asia-Pacífico.<sup>3</sup>

**Caspio:** Armenia, Azerbaiyán, Georgia, Kazajistán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán.

**Centro y Sudamérica:** Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia (Bolivia), República Bolivariana de Venezuela (Venezuela), Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Curazao, República Dominicana, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay y otros países y territorios de Centro y Sudamérica.<sup>4</sup>

**China:** Incluye la República Popular de China y Hong Kong (China).

**Asia en desarrollo:** Agrupación regional de Asia-Pacífico excluyendo Australia, Japón, Corea y Nueva Zelanda.

**Mercados emergentes y economías en desarrollo:** Todos los países no incluidos en la agrupación regional de economías avanzadas.

**Eurasia:** Agrupación regional del Caspio y la Federación Rusa (Rusia).

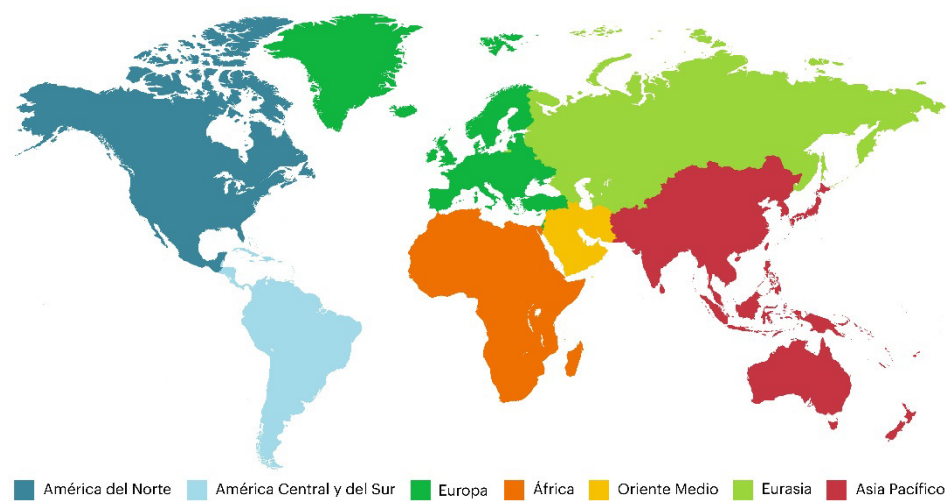
**Europa:** Agrupación regional formada por la Unión Europea y Albania, Bielorrusia, Bosnia y Herzegovina, Gibraltar, Islandia, Israel<sup>5</sup>, Kosovo<sup>6</sup>, Montenegro, Macedonia del Norte, Noruega, República de Moldavia, Serbia, Suiza, Türkiye, Ucrania y Reino Unido.

**Unión Europea:** Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre<sup>1 2</sup>, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Rumanía, República Eslovaca, Eslovenia, España y Suecia.

**AIE (Agencia Internacional de Energía):** Australia, Austria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Corea, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, República Eslovaca, España, Suecia, Suiza, Países Bajos, Türkiye, Reino Unido y Estados Unidos.

**América Latina y el Caribe (ALC):** Agrupación regional formada por Centro y Sudamérica y México.

**Figura B.1** ▶ Principales agrupaciones de países



Nota: Este mapa no prejuzga el estatus ni la soberanía sobre ningún territorio, la delimitación de fronteras y límites internacionales ni el nombre de ningún territorio, ciudad o área.

**Medio Oriente:** Baréin, República Islámica de Irán (Irán), Irak, Jordania, Kuwait, Líbano, Omán, Catar, Arabia Saudita, República Árabe Siria (Siria), Emiratos Árabes Unidos y Yemen.

**No OCDE:** Todos los países no incluidos en la agrupación regional de la OCDE.

**No pertenecientes a la OPEP:** Todos los países no incluidos en la agrupación regional de la OPEP.

**Norte de África:** Argelia, Egipto, Libia, Marruecos y Túnez.

**Norteamérica:** Canadá, México y Estados Unidos.

**OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos):** Países miembros de la AIE más Chile, Colombia, Costa Rica, Islandia, Israel, Letonia y Eslovenia.

**OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo):** Argelia, Angola, República Bolivariana de Venezuela (Venezuela), Guinea Ecuatorial, Gabón, Irak, República Islámica de Irán (Irán), Kuwait, Libia, Nigeria, República del Congo (Congo), Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos.

**OPEP+:** Grupo formado por la OPEP más Azerbaiyán, Baréin, Brunéi Darussalam, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Federación de Rusia, Sudán del Sur y Sudán.

**Sudeste Asiático:** Brunéi Darussalam, Camboya, Indonesia, República Democrática Popular Lao (Lao PDR), Malasia, Myanmar, Filipinas, Singapur, Tailandia y Viet Nam. Todos estos países son miembros de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN). Timor-Leste se unió a la ASEAN el 26 de octubre de 2025 y no está incluido en este grupo en esta publicación.

**África subsahariana:** Angola, Benín, Botsuana, Camerún, Costa de Marfil, República Democrática del Congo (RDC), Guinea Ecuatorial, Eritrea, Etiopía, Gabón, Ghana, Kenia, Reino de Esuatini, Madagascar, Mauricio, Mozambique, Namibia, Níger, Nigeria, República del Congo (Congo), Ruanda, Senegal, Sudáfrica, Sudán del Sur, Sudán, República Unida de Tanzania (Tanzania), Togo, Uganda, Zambia, Zimbabue y otros países y territorios africanos.<sup>7</sup>

### Notas de país

<sup>1</sup> Nota de la República de Türkiye: La información de este documento sobre “Chipre” se refiere a la parte sur de la isla. No existe una autoridad única que represente tanto a los turcochipriotas como a los grecochipriotas en la isla. Türkiye reconoce a la República Turca del Norte de Chipre (RTNC). Hasta que se encuentre una solución duradera y equitativa en el contexto de las Naciones Unidas, Türkiye mantendrá su posición respecto a la “cuestión de Chipre”.

<sup>2</sup> Nota de todos los Estados miembros de la Unión Europea de la OCDE y de la Unión Europea: La República de Chipre es reconocida por todos los miembros de las Naciones Unidas, con la excepción de Türkiye. La información de este documento se refiere a la zona bajo el control efectivo del Gobierno de la República de Chipre.

<sup>3</sup> No hay datos individuales disponibles y se estiman de forma agregada para: Afganistán, Bután, Islas Cook, Fiyi, Polinesia Francesa, Kiribati, Macao (China), Maldivas, Nueva Caledonia, Palaos, Papúa Nueva Guinea, Samoa, Islas Salomón, Timor-Leste, Tonga y Vanuatu.

<sup>4</sup> No hay datos individuales disponibles y se estiman de forma agregada para: Anguila, Antigua y Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Belice, Bermudas, Bonaire, San Eustaquio y Saba, Islas Vírgenes Británicas, Islas Caimán, Dominica, Islas Malvinas (Falkland Islands), Granada, Montserrat, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Pedro y Miquelón, San Vicente y las Granadinas, San Martín (parte neerlandesa) e Islas Turcas y Caicos.

<sup>5</sup> Los datos estadísticos relativos a Israel son proporcionados por, y bajo la responsabilidad de, las autoridades israelíes competentes. El uso de dichos datos por parte de la OCDE y/o la AIE no prejuzga el estatus de los Altos del Golán, Jerusalén Este y los asentamientos israelíes en Cisjordania según el derecho internacional.

<sup>6</sup> Esta designación no prejuzga las posiciones sobre el estatus y es coherente con la Resolución 1244 (1999) del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y con la Opinión Consultiva de la Corte Internacional de Justicia sobre la declaración de independencia de Kosovo.

<sup>7</sup> No hay datos individuales disponibles y se estiman de forma agregada para: Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, República Centroafricana, Chad, Comoras, Yibuti, Gambia, Guinea, Guinea-Bisáu, Lesoto, Liberia, Malawi, Malí, Mauritania, Santo Tomé y Príncipe, Seychelles, Sierra Leona y Somalia.

### Abreviaturas y siglas

<b>AFOLU</b>	agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra
<b>AIE</b>	Agencia Internacional de Energía (IEA)
<b>APS</b>	Escenario de Compromisos Anunciados
<b>BAT</b>	mejor tecnología disponible
<b>BECCS</b>	bioenergía equipada con CCUS
<b>BEV</b>	vehículos eléctricos de batería
<b>CA</b>	corriente alterna
<b>CAPEX</b>	gastos de capital
<b>CC</b>	corriente continua
<b>CCGT</b>	turbina de gas de ciclo combinado
<b>CCUS</b>	captura, utilización y almacenamiento de carbono
<b>CDR</b>	remoción de dióxido de carbono

<b>CH<sub>4</sub></b>	metano
<b>CHP</b>	calor y energía combinados (cogeneración)
<b>CLLI</b>	corriente en chorro de bajo nivel del Caribe
<b>CO</b>	monóxido de carbono
<b>CO<sub>2</sub></b>	dióxido de carbono
<b>CO<sub>2</sub>-eq</b>	equivalente de dióxido de carbono
<b>COP</b>	Conferencia de las Partes (CMNUCC)
<b>CSP</b>	energía solar de concentración
<b>CTG</b>	carbón a gas
<b>CTL</b>	carbón a líquidos
<b>DAC</b>	captura directa de aire
<b>DACS</b>	captura directa de aire y almacenamiento
<b>DER</b>	recursos energéticos distribuidos
<b>DFI</b>	instituciones financieras de desarrollo
<b>DRI</b>	hierro de reducción directa
<b>DSI</b>	integración del lado de la demanda
<b>DSO</b>	operador del sistema de distribución
<b>DSR</b>	respuesta del lado de la demanda
<b>EA</b>	economías avanzadas
<b>EDGE</b>	excelencia en diseño para mayores eficiencias
<b>EHOB</b>	petróleo extrapesado y bitumen
<b>EMDE</b>	mercados emergentes y las economías en desarrollo
<b>ENOS</b>	oscilación del sur de El Niño
<b>EOR</b>	recuperación mejorada de petróleo
<b>EPE</b>	empresas públicas/estatales (según contexto)
<b>ETS</b>	sistema de comercio de emisiones
<b>FACTS</b>	sistemas de transmisión de CA flexibles
<b>FAO</b>	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
<b>FDN</b>	Financiera de Desarrollo Nacional
<b>FEPC</b>	Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles
<b>FID</b>	decisión final de inversión
<b>FV</b>	energía fotovoltaica
<b>GEC</b>	Energía y Clima Mundial (modelo de la AIE)
<b>GEI</b>	gases de efecto invernadero
<b>GNC</b>	gas natural comprimido
<b>GNL</b>	gas natural licuado
<b>GLP</b>	gas licuado de petróleo
<b>GTL</b>	gas a líquidos
<b>H<sub>2</sub></b>	hidrógeno
<b>HDV</b>	vehículo de servicio pesado
<b>HEFA</b>	ésteres y ácidos grasos hidrogenados
<b>HFO</b>	combustóleo
<b>HVDC</b>	corriente continua de alto voltaje
<b>I+D</b>	investigación y desarrollo

<b>I+D+D</b>	investigación, desarrollo y demostración
<b>IED</b>	inversión extranjera directa
<b>IIASA</b>	Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados
<b>ILO</b>	Organización Internacional del Trabajo (OIT)
<b>IMF</b>	Fondo Monetario Internacional (FMI)
<b>IMO</b>	Organización Marítima Internacional (OMI)
<b>IOC</b>	compañía petrolera internacional
<b>IPCC</b>	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
<b>IPF</b>	financiamiento público internacional
<b>IPT</b>	transmisión de energía independiente
<b>LCOE</b>	costo nivelado de la electricidad
<b>LCV</b>	vehículo comercial ligero
<b>LED</b>	diodo emisor de luz
<b>LULUCF</b>	uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura
<b>MEPS</b>	normas mínimas de eficiencia energética
<b>MCI</b>	motor de combustión interna
<b>MER</b>	tasa de cambio de mercado
<b>NDC</b>	Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN)
<b>NGLs</b>	líquidos de gas natural
<b>NGV</b>	vehículo de gas natural
<b>NOC</b>	compañía petrolera nacional
<b>N<sub>2</sub>O</b>	óxido nitroso
<b>NO<sub>x</sub></b>	óxidos de nitrógeno
<b>NZE</b>	Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050
<b>ODS</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible
<b>OECD</b>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)
<b>ONI</b>	Índice Oceánico de El Niño
<b>OPEC</b>	Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)
<b>OPEX</b>	gastos operativos
<b>PAI PROURE</b>	Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía
<b>PHEV</b>	vehículos eléctricos híbridos enchufables
<b>PIB</b>	producto interno bruto
<b>PIGCC</b>	Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático
<b>PM</b>	material particulado
<b>PM<sub>2.5</sub></b>	material particulado fino
<b>PNSL</b>	Plan Nacional de Sustitución de Leña
<b>PPA</b>	paridad de poder adquisitivo
<b>PVL</b>	vehículo liviano de pasajeros
<b>PYMES</b>	pequeñas y medianas empresas
<b>RETIQ</b>	Reglamento Técnico de Etiquetado de Equipos que Usan Energía
<b>SAF</b>	combustible de aviación sostenible
<b>SEAD</b>	Equipos de Supereficiencia y Despliegue
<b>SHS</b>	sistemas solares domésticos
<b>SITP</b>	Sistema Integrado de Transporte Público

<b>SMR</b>	reformado de metano con vapor
<b>SO<sub>2</sub></b>	dióxido de azufre
<b>SPI</b>	Índice de Precipitación Estandarizado
<b>STEPS</b>	Escenario de Políticas Declaradas
<b>T&amp;D</b>	transmisión y distribución
<b>TCAC</b>	tasa de crecimiento promedio anual compuesta (CAGR)
<b>TES</b>	suministro total de energía
<b>TFC</b>	consumo final total
<b>TFEC</b>	consumo final total de energía
<b>TI</b>	tecnología de la información
<b>TPED</b>	demanda total de energía primaria
<b>UE</b>	Unión Europea
<b>VE</b>	vehículo eléctrico
<b>VL</b>	vehículos ligeros
<b>VPN</b>	valor presente neto
<b>ZCIT</b>	zona de convergencia intertropical



### Capítulo 1: Colombia hoy

- Departamento Administrativo de la Función Pública, (1994), Ley 142 de 1994, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752&utm>
- Argus, (2025), Las renovables de Colombia crecen, pero la brecha se cierra, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2675727-colombia-s-renewables-grow-but-gap-looms>
- DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística), (2024), Estadísticas de exportaciones, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones>
- Departamento Nacional de Planeación, (2023), Plan nacional de desarrollo 2022-2026: Colombia potencia mundial de la vida, <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>
- Energy Analytics Institute, (2024), *Fact sheet: Colombian coal*, <https://energy-analytics-institute.org/2024/06/09/fact-sheet-colombian-coal/>
- Global Energy Monitor (2025a), *Global Integrated Power Tracker*, <https://globalenergymonitor.org/projects/global-integrated-power-tracker/>
- Global Energy Monitor (2025b), *Global Coal Mine Tracker*, <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-mine-tracker/>
- Global Energy Monitor (2025c), *Global Oil and Gas Extraction Tracker*, <https://globalenergymonitor.org/projects/global-oil-gas-extraction-tracker/>
- Global Human Settlement, (2023), *Global Human Settlement Layer*, <https://human-settlement.emergency.copernicus.eu/download.php?ds=pop>
- IEA (Agencia Internacional de Energía), (2025), Informe del Mercado del Petróleo, <https://www.iea.org/reports/oil-2025>
- IEA (2023), Colombia 2023: Revisión de la Política Energética, <https://www.iea.org/reports/colombia-2023>
- ILO (2024), ILOSTAT Data Explorer [https://rshiny.ilo.org/dataexplorer78/?lang=en&segment=indicator&id=EMP\\_PIFL\\_SEX\\_RT\\_A](https://rshiny.ilo.org/dataexplorer78/?lang=en&segment=indicator&id=EMP_PIFL_SEX_RT_A)
- IMF (Fondo Monetario Internacional), (2025a), PIB, precios actuales, <https://www.imf.org/external/datamapper/NGDPD@WEO/OEMDC/ADVEC/WEOWORLD/CHN>
- IMF, (2025b), Perspectivas Económicas Mundiales, abril de 2025: Un momento crítico en medio de cambios de política, <https://www.imf.org/en/publications/weo/issues/2025/04/22/world-economic-outlook-april-2025>
- Kpler (2025), <https://www.kpler.com/>

Marine Insight, (2022), 5 puertos principales en Colombia,  
<https://www.marineinsight.com/know-more/5-major-ports-in-colombia/>

MME (Ministerio de Minas y Energía), (2024a), Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia, consultado el 17/10/2025, [https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja\\_de\\_ruta\\_transicion\\_energetica\\_justa\\_TEJ\\_2025.pdf](https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf)

MME (Ministerio de Minas y Energía), (2024b), Resolución nº 101 066 de 2024,  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n\\_CREG\\_101\\_066\\_2024/](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_066_2024/)

MME, (2022), Hoja de ruta para la energía eólica offshore para Colombia,  
[https://www.minenergia.gov.co/documents/5859/Colombia\\_Offshore\\_Wind\\_Roadmap\\_V\\_E\\_compressed.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5859/Colombia_Offshore_Wind_Roadmap_V_E_compressed.pdf)

MME, (2021), Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, [https://www.minenergia.gov.co/documents/5862/Colombias\\_Hydrogen\\_Roadmap\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5862/Colombias_Hydrogen_Roadmap_2810.pdf)

Observatorio de Redes Sociales Digitales (2024), Foro Económico Mundial Brecha Global de Género,  
<https://observatoriorsd.ucatolica.edu.co/foro-economico-mundial-global-gender-gap/>

OECD (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), (2024), Regiones y Ciudades en Un Vistazo – Colombia, [https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/11/oecd-regions-and-cities-at-a-glance-2022-country-notes\\_00a3f24b/colombia\\_4cc40cad/636139f0-en.pdf](https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/11/oecd-regions-and-cities-at-a-glance-2022-country-notes_00a3f24b/colombia_4cc40cad/636139f0-en.pdf)

OECD, (2022a), Revisión Nacional de Política Urbana de Colombia, [https://www.oecd.org/en/publications/national-urban-policy-review-of-colombia\\_9ca1caae-en.html](https://www.oecd.org/en/publications/national-urban-policy-review-of-colombia_9ca1caae-en.html)

OECD, (2022b), Condiciones Habilitantes para la Financiación e Inversión en Bioenergía en Colombia,  
[https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2022/03/enabling-conditions-for-bioenergy-finance-and-investment-in-colombia\\_a1328ba2/20f760d6-en.pdf](https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2022/03/enabling-conditions-for-bioenergy-finance-and-investment-in-colombia_a1328ba2/20f760d6-en.pdf)

OLADE (Organización Latinoamericana de la Energía), (2024), Evolución de los indicadores económico-energéticos, <https://sielac.olade.org/WebForms/Indicadores/Reportes/InfogramaEvolucionIndicadoresEconomicoEnergeticos.aspx?or=602&ss=2&v=3>

Open Street Map (2025), Open Street Map,  
<https://www.openstreetmap.org/#map=2/71.3/-96.8>

S&P Global, (2025), Colombia, recibirá las primeras importaciones de GNL en 2025 tras un año récord: CAS, <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/Ing/011325-colombia-set-to-receive-first-2025-Ing-imports-following-record-breaking-year-cas>

Spatial Finance Initiative, (2021), Bases de Datos de Geoactivos,  
<https://www.cgfi.ac.uk/spatial-finance-initiative/geoasset-project/geoasset-databases/>

UNDESA (Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas), (2025), División de Población de la ONU – Datos, <https://www.un.org/development/desa/pd/data-landing-page>

CMNUCCA (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), (2024), Colombia, Informe Bienal de Transparencia (BTR) 2024, BTR1, <https://unfccc.int/documents/645256>

WEF (Foro Económico Mundial), (2025), Informe Global sobre la Brecha de Género 2025, <https://www.weforum.org/publications/global-gender-gap-report-2025/>

WEF, (2010), Informe Global sobre la Brecha de Género 2010, <https://www.weforum.org/publications/global-gender-gap-report-2010/>

Banco Mundial, (2025a), Índice Gini – Colombia, <https://data.worldbank.org/indicador/SI.POV.GINI?locations=CO>

Banco Mundial (2025b), Agricultura, silvicultura y pesca, valor añadido (% del PIB) – Colombia, <https://data.worldbank.org/indicador/NV.AGR.TOTL.ZS?locations=CO>

Banco Mundial, (2024), Perfiles de países – Colombia, <https://pip.worldbank.org/country-profiles/COL>

## **Capítulo 2: Un camino hacia emisiones netas cero para 2050**

Aerolatinnews, (2025), Avianca Cargo, The Queen's Flowers y Repsol se unen para su primera operación de Libro y Reclamación SAF en Sudamérica, consultado el 20 de octubre de 2025 <https://aerolatinnews.com/aviation-industry/avianca-cargo-the-queens-flowers-and-repsol-team-up-for-their-first-saf-book-claim-operation-in-south-america/>

CEM (Ministro de Energía Limpia), (2021), Llamada a la Acción sobre la Eficiencia del Producto, [https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/super-efficient-equipment-and-deployment-sead-initiative/?\\_years=2021](https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/super-efficient-equipment-and-deployment-sead-initiative/?_years=2021)

CIA (Agencia Central de Inteligencia), (s.f.), The World Fact Book: Colombia, <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/colombia/>

Ciudad de Bogotá, (2022), Para 2023, Bogotá tendrá la mayor flota eléctrica del mundo después de China, <https://bogota.gov.co/en/international/2023-bogota-will-have-biggest-electric-fleet-after-china>

Fenalco, (2025), Informe Vehículos Eléctricos e Híbridos Abril 2025, [https://www.fenalco.com.co/blog/gremial-4/informe-vehiculos-electricos-e-hibridos-abril-2025-8060#o\\_wblog\\_post\\_main](https://www.fenalco.com.co/blog/gremial-4/informe-vehiculos-electricos-e-hibridos-abril-2025-8060#o_wblog_post_main)

Función Pública (2021), Ley 2099 de 2021, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>

ICCT (Consejo Internacional para el Transporte Limpio), (2024), monitor del mercado de autobuses eléctricos de América Latina, <https://theicct.org/publication/latin-america-ebus-market-monitor-2024-may25/>

IEA (Agencia Internacional de Energía), (2025a), Modelo Global de Energía y Clima, <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>

IEA, (2025b), Perspectivas Globales de Vehículos Eléctricos 2025, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>

IEA, (2025c), Global Hydrogen Review 2025, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

IEA, (2024a), Estrategias para transiciones energéticas limpias asequibles y justas, <https://www.iea.org/reports/strategies-for-affordable-and-fair-clean-energy-transitions>

IEA, (2024b), El futuro de la energía geotérmica, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-geothermal-energy>

FMI (Fondo Monetario Internacional), (2025), Perspectivas Económicas Mundiales, abril de 2025: Un momento crítico en medio de cambios de política, <https://www.imf.org/en/publications/weo/issues/2025/04/22/world-economic-outlook-april-2025>

MADS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), (2024), Estrategia 2050, <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2024/12/2.-Estrategia-Climatica-de-Largo-Plazo-de-Colombia-E2050.pdf>

MME (Ministerio de Minas y Energía), (2025), Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano, <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-confirma-hallazgo-de-hidrogeno-natural-en-el-subsuelo-colombiano/>

MME, (2024), Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia, [https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja\\_de\\_ruta\\_transicion\\_energetica\\_justa\\_T\\_EJ\\_2025.pdf](https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_T_EJ_2025.pdf)

MME, (2022), Resolución 40156 de 2022, [https://www.cancilleria.gov.co/sites/default/files/Normograma/docs/resolucion\\_minminas\\_40156\\_2022.htm](https://www.cancilleria.gov.co/sites/default/files/Normograma/docs/resolucion_minminas_40156_2022.htm)

MME, (2021), Plan de Acción Indicativo PROURE, [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento\\_PROURE\\_2022-2030\\_v4.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf)

OEC (Observatorio de la Complejidad Económica), (2025), Automóviles en Colombia, <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/cars/reporter/col>

Oxford Economics, (2025), Global Economic Databank: Actualización de julio de 2025, <https://www.oxfordeconomics.com>

Reuters, (2025), Ecopetrol de Colombia invertirá hasta 700 millones de dólares en la planta de producción de SAF, <https://www.reuters.com/sustainability/colombias-ecopetrol-invest-up-700-million-saf-production-plant-2025-04-02/>

Sinoimex, (2025), <https://gti.sinoimex.com/>

The Renewables Consulting Group, (2022), Hoja de ruta para la energía eólica offshore para Colombia, [https://www.minenergia.gov.co/documents/6115/VF\\_Colombia\\_Offshore\\_Wind\\_Roadmap\\_Final.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/6115/VF_Colombia_Offshore_Wind_Roadmap_Final.pdf)

DESA de la ONU (Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas), (2018), Perspectivas de Urbanización Mundial, <https://population.un.org/wup/>

Naciones Unidas (2024), Perspectivas de Población Mundial 2024, Naciones Unidas: <https://population.un.org/wpp/>

Upstream, (2025), Ecopetrol declara la comercialización del mayor yacimiento petrolífero colombiano en una década, <https://www.upstreamonline.com/field-development/ecopetrol-declares-commerciality-of-largest-colombian-oilfield-in-a-decade/2-1-1838122>

### **Capítulo 3: Un camino justo, seguro y bien financiado**

Banco Central Chile, (2025), Tipos de interés, <https://www.bcentral.cl/en/web/banco-central/areas/statistics/monetary-and-financial-statistics/interest-rates>

British Broadcasting Corporation (BBC), (2025), los parques eólicos de Colombia traen promesa y dolor al grupo indígena, <https://www.bbc.com/news/articles/ckg2ekjjgldo>

Black, S., Liu, A., Parry, I., (2023), Datos de subvenciones a combustibles fósiles del FMI: Actualización 2023, <https://www.imf.org/en/publications/wp/issues/2023/08/22/imf-fossil-fuel-subsidies-data-2023-update-537281>

Bloomberg Línea, (2024, 04), Hidroeléctricas en Colombia operan al 45%: impacto y lecciones de la crisis, <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/colombia/hidroelectricas-en-colombia-operan-al-45-impacto-y-lecciones-de-la-crisis/>

Cai, W., Ng, B., Wang, G. et al., (2022), Aumento de la variabilidad de la temperatura superficial del mar en ENSO bajo cuatro escenarios de emisiones del IPCC, Nature Climate Change, <https://www.nature.com/articles/s41558-022-01282-z>

Callahan, C. W., Chen, C., Rugenstein, M., et al., (2021), Disminución robusta de la amplitud de El Niño/Oscilación del Sur bajo calentamiento a largo plazo, Nature Climate Change, <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01099-2>

CEMS, (2019), Datos históricos de índices de peligro de incendio del Servicio de Gestión de Emergencias Copernicus, <https://ewds.climate.copernicus.eu/datasets/cems-fire-historical-v1?tab=download>

Copérnico, (2025), Observatorio Global de Sequías, <https://drought.emergency.copernicus.eu/tumbo/gdo/download/>

Servicio de Cambio Climático Copérnico (2025), datos horarios ERA5 sobre niveles individuales desde 1940 hasta la actualidad, <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>

Corte Constitucional, (1992), Revisión constitucional del Decreto 680 de 1992 por el cual se declara el Estado de Emergencia Económica y Social, <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=1146054>

DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística), (2025a), Producto Interno Bruto (PIB) trimestral nacional, consultado el 22 de octubre de 2025 de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica>

DANE, (2025b), Estadísticas de exportaciones, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones>

ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), (2024, 01), Recomendaciones para estar alerta frente a incendios que involucren infraestructura y redes eléctricas, <https://www.enel.com.co/es/prensa/news-2024/01/recomendaciones-alerta-a-incendios-estructura-electrica.html>

Banco Central Europeo (2025), Coste de endeudamiento para las empresas, Zona euro, Mensual, <https://data.ecb.europa.eu/data/datasets/MIR/MIR.M.U2.B.A2I.AM.R.A.2240.EUR.N>

FAOStat, (2025), Fertilizantes por Nutrientes, (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura), <https://www.fao.org/faostat/en/#data/RFN>

Fedesarrollo, (2021), Reformas para una Colombia post-Covid-19: Hacia un nuevo contrato social, [https://repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4693/CDF\\_No\\_72\\_Abril\\_2021.pdf](https://repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4693/CDF_No_72_Abril_2021.pdf)

Geng, T., Cai, W., Wu, L., et al., (2023), Aumento de la ocurrencia de eventos consecutivos de La Niña bajo el calentamiento global, Nature, <https://www.nature.com/articles/s41586-023-06236-9>

Global Energy Monitor (2025a), Global Coal Mine Tracker, <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-mine-tracker/>

Global Energy Monitor (2025b), Global Integrated Power Tracker, <https://globalenergymonitor.org/projects/global-integrated-power-tracker/>

Global Forest Watch, (2024), Colombia: Impacto anticipatorio de los incendios forestales, <https://reliefweb.int/report/colombia/colombia-anticipatory-impact-wildfires-20-february-2024>

Gutiérrez, B., et al., (2024), Una eliminación estratégica del subsidio diésel de Colombia para apoyar la transición energética, <https://doi.org/10.23661/ipb20.2024>

IEA (Agencia Internacional de Energía), (2025a), Hydrogen Tracker, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-tracker>

IEA, (2025b), El papel de los fondos multilaterales climáticos en el sector energético, <https://www.iea.org/commentaries/the-role-of-multilateral-climate-funds-in-the-energy-sector>

IEA, (2024a), El futuro de la energía geotérmica, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-geothermal-energy>

IEA, (2024b), Perspectivas Energéticas Mundiales 2024, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

IEA, (2024c), Gestión de la variabilidad estacional de la demanda y oferta eléctrica, <https://www.iea.org/reports/managing-the-seasonal-variability-of-electricity-demand-and-supply>

IEA, (2022), Carbón en transiciones a emisiones netas cero, <https://www.iea.org/reports/coal-in-net-zero-transitions>

IIASA (Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados), (2025), <https://iiasa.ac.at/>

FMI (Fondo Monetario Internacional), (2024), Ecuador: Cuestiones seleccionadas – Garantizar la suficiencia y fiabilidad de la electricidad, <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2024/358/article-A004-en.xml>

MME (Ministerio de Minas y Energía), (2024), Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia, consultado el 17/10/2025, [https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja\\_de\\_ruta\\_transicion\\_energetica\\_justa\\_TEJ\\_2025.pdf](https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf)

MME, (2021), Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, [https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf)

Ministerio de Hacienda y Crédito Público, (2025), Actualización Plan Financiero 2025, Gobierno de Colombia, <https://www.presidencia.gov.co/Documents/250208-Actualizacion-Plan-Financiero-2025.pdf>

Espectrorradiómetro de Imagen de Resolución Moderada (MODIS), (2017), MODIS Productos Activos de Fuego y Área Quemada, <https://modis-fire.umd.edu/ba.html>

Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA), (2025), Índice Oceánico Niño (ONI) V2, <https://psl.noaa.gov/data/timeseries/month/DS/ONI/>

Laboratorio Nacional Oak Ridge, (2019), Vulnerabilidades meteorológicas extremas y climáticas de la red eléctrica: Resumen de los métodos de cuantificación de sensibilidad ambiental, <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f67/Oak%20Ridge%20National%20Laboratory%20EIS%20Response.pdf>

Ochoa, A., Rivera, J. J., Canor, D., (2025), firmas de El Niño y La Niña sobre las entradas diarias a los embalses hidroeléctricos colombianos, International Journal of Energy and Water Resources, <https://doi.org/10.1007/s42108-025-00418-z>

OECD (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), (2024), Perspectivas Económicas Latinoamericanas 2024: Financiación del Desarrollo Sostenible, [https://www.oecd.org/en/publications/2024/12/latin-american-economic-outlook-2024\\_60523697.html](https://www.oecd.org/en/publications/2024/12/latin-american-economic-outlook-2024_60523697.html)

OpenStreetMap, (2025), <https://www.openstreetmap.org/copyright>

Procolombia, (2025), Industria Colombiana de Movilidad, <https://automotive.colombiatrader.com.co/>

Pulgarin-Morales, L., Krueger, T., (2025), Efectos de ENSO en la energía hidroeléctrica y las estrategias de adaptación climática en cuatro estudios de caso colombianos, Journal of Hydrology: Regional Studies, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214581825004240>

ReliefWeb, (2024), Colombia: Impacto anticipatorio de los incendios forestales, <https://reliefweb.int/report/colombia/colombia-anticipatory-impact-wildfires-20-february-2024>

S&P Global, (2025), Estimaciones de Indicadores de Riesgo Soberano 2025, <https://www.spglobal.com/ratings/sri/>

Santoro, M., Cartus, O., Caravallais, N., et al., (2021), El depósito global de biomasa forestal sobre tierra para 2010 estimado a partir de observaciones satelitales de alta resolución, <https://doi.org/10.5194/essd-13-3927-2021>

Centro de Investigación Sediver. (2019), Aisladores bajo fuego, <https://www.sediver.com/wp-content/uploads/SEDOC18395-Insulators-under-fire.pdf>

Red de Soluciones Sostenibles para Agua y Energía. (2020), Resiliencia de la generación eléctrica a partir de la energía hidroeléctrica en Colombia: Afrontando el evento El Niño y la sequía asociada (2015-2016), [https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2020/09/resilience\\_of\\_electricity\\_generation\\_from\\_hydropower\\_in\\_colombia-\\_coping\\_with\\_the\\_el\\_nino\\_event\\_and\\_associated\\_drought\\_2015-2016.pdf](https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2020/09/resilience_of_electricity_generation_from_hydropower_in_colombia-_coping_with_the_el_nino_event_and_associated_drought_2015-2016.pdf)

UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética), (2025), RESOLUCIÓN N° 000736 de 2025, [https://www1.upme.gov.co/Normatividad/736\\_2025.pdf](https://www1.upme.gov.co/Normatividad/736_2025.pdf)

UPME, (2024), Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, [https://www.minenergia.gov.co/documents/13135/Tomo2-Plan\\_de\\_Expansion\\_2024-2038.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/13135/Tomo2-Plan_de_Expansion_2024-2038.pdf)

UPME, (2023a), Plan Nacional de Sustitución de Leña, <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>

UPME, (2023b), Boletín Técnico: Cálculo de Índice de Cobertura de Energía Eléctrica, ICEE 2023, [https://www1.upme.gov.co/siel/Documents/Informes\\_cobertura/Boletin\\_ICEE\\_2023.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Documents/Informes_cobertura/Boletin_ICEE_2023.pdf)

UPME, (2020), Plan Energético Nacional 2020-2050, [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Plan\\_Energetico\\_Nacional\\_2020\\_2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf)

Reserva Federal de EE. UU., (2025), Tasas de papel comercial y resumen pendiente, <https://www.federalreserve.gov/releases/cp/rates.htm>

Organización Mundial de la Salud (OMS), (2021), ¿Cuáles son las directrices de calidad del aire de la OMS? <https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

Banco Mundial (2025a), Agricultura, silvicultura y pesca, valor añadido (% del PIB) - Colombia, <https://data.worldbank.org/indicador/NV.AGR.TOTL.ZS?locations=CO>

Banco Mundial, (2025b), Tipo de interés de préstamo, <https://data.worldbank.org/indicador/FR.INR.LEND>

## International Energy Agency (IEA)

Spanish translation of *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia*

El presente documento fue publicado originalmente en inglés. Aunque la AIE no ha escatimado esfuerzos para asegurar que su traducción al español constituya un reflejo fiel del texto original, se pueden encontrar ligeras diferencias.

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.



Subject to the IEA's Notice for CC-licensed Content, this work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International Licence.

The annex A is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International Licence.

Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

IEA Publications  
International Energy Agency  
Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)  
Contact information: [www.iea.org/contact](http://www.iea.org/contact)

Typeset in France by IEA - Original version: November 2025; Translation: March 2026  
Cover design: IEA  
Photo credits: © Shutterstock

## **Una Hoja de Ruta del Sector Energético Hacia Cero Emisiones Netas en Colombia**

### **World Energy Outlook Special Report**

Colombia ha establecido la ambiciosa meta de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero para el 2050. Es el tercer país más grande de América Latina y el Caribe en términos de población, y ha experimentado un crecimiento económico y demográfico estable durante las últimas décadas. Gran parte de su matriz energética está compuesta por combustibles fósiles, principalmente petróleo, mientras que la energía hidroeléctrica proporciona la mayor parte de la electricidad. Colombia cuenta con recursos abundantes solares y eólicos inexplorados, y una sólida base potencial de energías limpias.

A petición del Gobierno de Colombia, la AIE ha elaborado una hoja de ruta para alcanzar cero emisiones netas al 2050. El informe *Una hoja de ruta para el sector energético hacia cero emisiones netas en Colombia (An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia)* traza una posible senda, aunque no la única, para que Colombia alcance cero emisiones netas al 2050, a la vez apalancando el crecimiento económico y la seguridad energética. Examina la matriz energética actual y las tendencias de las emisiones, el papel de los recursos energéticos limpios, tales como la energía hidroeléctrica, solar y eólica, y las tecnologías necesarias para transformar los sectores de usuarios finales. Analiza la integración de las energías renovables variables, la flexibilidad de la red y el potencial del hidrógeno y la bioenergía. También aborda las necesidades de inversión, los retos de financiación, la seguridad energética en un contexto de variabilidad climática y las dimensiones sociales de una transición justa.

