

Plan Energético Nacional

Tomo II • Resultados

2025 - 2055



Agradecimientos

Este documento se ha construido gracias a las contribuciones de externos y colaboradores UPME. Por ello la Subdirección de Demanda extiende su agradecimiento a la participación y aportes recibidos en el marco de los talleres de participación realizados en estos dos años de trabajo. Así mismo extendemos el agradecimiento al equipo interno de la Subdirección de Demanda: Héctor Herrera, Jaime Andrade, Juan Francisco Martínez, Linda Liliana Mondragón, Olga Victoria González, William Martínez, junto con los profesionales Andrea Lache, Bolívar Monroy, David Romero, Elkin Ramírez, Erika Flórez, Laura Flechas y Sofía Delgado. A las Subdirecciones de Energía Eléctrica, Hidrocarburos y Minería por sus aportes en las discusiones, al equipo del Instituto Ambiental de Estocolmo (SEI), de la Universidad de los Andes y al equipo de la Agencia Danesa de Energía (DEA) conformado por Fernando Plazas Niño, Francesco Lovat, Hauke Henke, Juan Dominguez y Youssef Almulla.

El grupo de trabajo autor del documento está conformado por: Andrés André Camargo, Carlos Andrés Espitia, Cristian Alejandro Blanco, Cristian David Rodríguez, Daniel Alejandro Suárez Monsalve, Daniel Galindo, Lorenzo Cardona, Luis Alejandro Rodríguez, Maryeni Karina Enríquez, Nicolás Muñoz Mora, Paula Natalia Riveros y Russby Liliana Castañeda, liderado por David Bedoya Rodríguez, Ingrid G. Quiroga Mojica, John A Sánchez Cardozo y Johanna Castellanos Arias.



Contenido

Agradecimientos	2
Introducción	5
Capítulo 1. Cambios en el modelamiento energético de largo plazo	9
1.1 Modelo de optimización para sistemas energéticos	10
1.2 Introducción al modelo de optimización UPME	12
Capítulo 2. Demanda total de energía	18
2.1 Demanda energética de Colombia	19
2.1.1 Sectores de demanda	20
2.1.2 Consumo total de energéticos	22
2.2 Sector Transporte	25
2.2.1 Insumos para la modelación del sector transporte	27
2.2.2 Resultados escenarios sector transporte	31
2.3 Sector Industrial	38
2.3.1 Insumos para la modelación del sector industrial	39
2.3.2 Resultados escenarios sector Industrial	41
2.4 Sector residencial	46
2.4.1 Insumos para la modelación del sector residencial	48
2.4.2 Resultados escenarios sector residencial	53
2.5 Sector terciario	60
2.5.1 Insumos para la modelación del sector terciario	61
2.5.2 Resultados escenarios sector terciario	64
Capítulo 3. Oferta total de energía	70
3.1 Oferta de electricidad	71
3.1.1 Insumos para la modelación de la oferta de electricidad	73
3.1.2 Resultados escenarios oferta de electricidad	81
3.2 Oferta de carbón	87
3.2.1 Insumos para la modelación de la oferta de carbón	88
Carbón térmico	89
Carbón metalúrgico	92
3.2.2 Resultados escenarios oferta de carbón	94
Carbón térmico	94

Exportaciones de carbón térmico	96
Carbón metalúrgico	98
3.3 Oferta de Crudo, Combustibles Líquidos y Derivados	98
3.3.1 Insumos para la modelación de la oferta de combustibles líquidos y derivados del petróleo	99
3.3.2 Resultados escenarios oferta de combustibles líquidos	100
3.4 Oferta de gas natural	112
3.4.1 Insumos para la modelación de la oferta de gas natural	113
3.4.2 Resultados escenarios oferta gas natural	114
3.5 Oferta de bioenergía	118
3.5.1 Insumos para la modelación de la oferta de bioenergía	119
3.5.2 Resultados escenarios oferta de bioenergía	124
3.6 Oferta de hidrógeno	128
3.6.1 Insumos para la modelación de la oferta de hidrógeno	129
3.6.2 Resultados escenarios oferta de hidrógeno	131
Capítulo 4. Análisis de emisiones	139
4.1 Metodología de estimación de emisiones	141
4.1.1 Definición de escenarios de emisiones	142
4.2 Resultados emisiones	143
Consideraciones finales	151
Abreviaciones	154
Bibliografía	157

Introducción

La transformación del sistema energético constituye uno de los principales desafíos para el desarrollo económico, social y ambiental de Colombia durante las próximas décadas. La aceleración del cambio tecnológico, los compromisos de mitigación del cambio climático, la creciente electrificación de los usos finales, y la necesidad de fortalecer la seguridad energética garantizando la justicia social, están redefiniendo la forma en que se produce, transforma y consume la energía. En este contexto, la planificación energética de largo plazo adquiere un papel estratégico que permite corregir las iniquidades históricas en la distribución de los impactos socioambientales, y proporciona elementos técnicos que permiten orientar la toma de decisiones bajo condiciones de incertidumbre para anticipar las trayectorias de evolución del sistema energético.

En Colombia, estos desafíos se abordan en el marco de la Transición Energética Justa (TEJ), entendida como un proceso orientado a garantizar equidad y democratización de la energía por medio de participación social y vinculante de múltiples actores de la sociedad. Por su parte, en términos de adopción, busca una implementación gradual de medidas que tenga como base la soberanía y la confiabilidad energética, priorizando una transición intensiva en conocimiento que asegure un suministro energético seguro, confiable y competitivo, al tiempo que promueve la diversificación de la matriz energética, la universalización del acceso a la energía, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución progresiva de la dependencia de los combustibles fósiles (MME, 2024).

Históricamente, el Plan Energético Nacional (PEN) se ha enmarcado como el principal instrumento de planificación energética de largo plazo del país. Su propósito ha sido analizar la evolución prospectiva del sistema energético colombiano mediante la construcción de escenarios que evalúen las trayectorias futuras de la demanda, la oferta y las emisiones, considerando la incertidumbre asociada a la adopción tecnológica, la disponibilidad de recursos energéticos, la evolución macroeconómica, el cumplimiento de los compromisos climáticos y la capacidad institucional para implementar las políticas públicas del sector. Por otra parte, el PEN 2025-2055 marca un hito histórico en la planeación en la UPME, al integrar el enfoque de justicia como promotor en la toma de decisiones, considerando la reindustrialización de la economía, la justicia multidimensional, y la superación de la dependencia de los combustibles fósiles.

En este sentido, el planteamiento del PEN ha evolucionado de ser una guía técnica de oferta y demanda a ser una hoja de ruta integral de desarrollo sostenible, articulando su análisis con los

principales instrumentos de planificación y política pública del país, entre ellos: el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (DNP, 2023), el Plan Plurianual de Inversiones (DNP, 2023), la Hoja de Ruta de la Transición Energética (MME, 2023), Primer balance de energía útil para Colombia, Estudio de caracterización energética del sector de transporte de carga, PAI-PROURE 2022-2030, Plan Nacional de Desarrollo Minero, Balance Energético Colombiano, Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminante-CIAC para la cocción doméstica de alimentos, Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles, Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía, FECOC, y el Plan Energético Nacional 2022-2052 (UPME, 2023). Asimismo, incorpora como referentes la Estrategia Climática de Largo Plazo E2050 (MADS, 2024), la Contribución Determinada a Nivel Nacional (Gobierno de Colombia, 2021), los Objetivos de Desarrollo Sostenible y la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Gobierno de Colombia, 2021).

Con este propósito, el PEN 2025-2055 desarrolla tres escenarios prospectivos: 1) Políticas Declaradas, 2) Políticas Anunciadas y 3) Carbono Neutralidad, que permiten analizar diferentes trayectorias de transformación del sistema energético colombiano y cuantificar sus implicaciones sobre la demanda, la oferta y las emisiones durante el horizonte 2025-2055.

El escenario de **Políticas Declaradas (PD)** constituye la línea base del análisis y representa la continuidad de las políticas, estrategias y metas formalmente adoptadas e implementadas por el país hasta 2024. Se caracteriza por un nivel bajo de ambición climática, en el que predominan las dinámicas actuales del mercado energético y el uso de tecnologías existentes, permitiendo evaluar la brecha entre las políticas vigentes y las transformaciones requeridas para alcanzar objetivos climáticos más ambiciosos.

El escenario de **Políticas Anunciadas (PA)** incorpora iniciativas, programas y estrategias en proceso de adopción, reflejando un nivel intermedio de ambición climática. Bajo el enfoque de la Transición Energética Justa (TEJ), considera no sólo la incorporación de nuevas tecnologías, sino también principios de equidad y justicia energética. Sus resultados dependen, sin embargo, del grado de implementación efectiva de las políticas anunciadas.

El escenario de **Carbono Neutralidad (CN)** representa una trayectoria de transformación profunda orientada al cumplimiento de la NDC 3.0 y de la meta nacional de carbono neutralidad a 2050. Su materialización requiere condiciones políticas altamente favorables hacia la descarbonización de la matriz energética desde un punto de vista institucional, regulatorio,

económico y social, así como una aceleración de la electrificación, la eficiencia energética, el desarrollo de combustibles de bajas emisiones y la incorporación de tecnologías emergentes.

El Plan Energético Nacional (PEN) se apoya en OSeMOSYS (Open Source Energy Modeling System), un modelo de optimización energética de largo plazo de código abierto desarrollado para la evaluación de sistemas energéticos. A partir de allí, se desarrolló por primera vez una herramienta propia con interfaz gráfica que integra, gestiona y facilita la construcción de escenarios energéticos, fortaleciendo las capacidades de análisis y planificación de largo plazo. Esta herramienta se alimentó con las particularidades del sistema energético colombiano y se sustentó en información oficial disponible, permitiendo representar de manera integrada toda la cadena energética, desde la producción y transformación de recursos energéticos primarios hasta los usos finales de la energía. Asimismo, incorpora criterios económicos, técnicos y ambientales dentro de la función objetivo del modelo.

A partir de estos insumos, se construyen análisis para la toma de decisiones de política pública, inversión privada y coordinación institucional. Por ello, el ejercicio no debe entenderse únicamente como proyecciones cuantitativas, sino como un marco de decisión que permite valorar qué tipo de sistema energético podría construir el país, bajo qué restricciones, con qué instrumentos y con qué implicaciones distributivas, productivas y ambientales.

Los resultados presentados en este Tomo II constituyen el soporte analítico del Plan Energético Nacional 2025-2055 permitiendo evaluar las implicaciones de distintas trayectorias de transformación del sistema energético colombiano sobre la demanda, la oferta y las emisiones. Para facilitar la consulta de su contenido, el documento se estructura en cuatro capítulos: El Capítulo 1 describe el enfoque metodológico y el modelo de optimización desarrollado por la UPME, el Capítulo 2 expone los resultados prospectivos de la demanda de energía, el Capítulo 3 expone los resultados desde la oferta total del sistema energético; el Capítulo 4 presenta el análisis y resultados en términos de las emisiones. Finalmente, el documento concluye con las consideraciones finales, apartado que sintetiza la visión sistémica del PEN 2025-2055. En esta sección se subraya que la transformación energética no es un ejercicio puramente técnico, sino un proceso de cambio estructural que requiere la construcción coordinada de condiciones habilitantes (institucionales, regulatorias y financieras) para garantizar que las trayectorias de demanda, oferta y emisiones analizadas sean viables, resilientes y socialmente justas frente a un entorno de incertidumbre global.

Capítulo

01

Cambios en el modelamiento energético de largo plazo



Capítulo 1. Cambios en el modelamiento energético de largo plazo

La planificación energética de largo plazo exige herramientas capaces de representar, de manera integrada, las interacciones entre demanda, oferta, infraestructura, tecnologías, costos, emisiones y restricciones de política pública. En este contexto, la UPME fortalece su enfoque de modelamiento energético mediante la articulación de herramientas de simulación y optimización, con el propósito de construir escenarios prospectivos más consistentes y flexibles, sustentados en resultados trazables con los retos de la Transición Energética Justa.

Este capítulo presenta de manera general el enfoque metodológico¹ utilizado para la construcción de los escenarios del Plan Energético Nacional 2025-2055. En particular, describe el uso del sistema de modelado energético de código abierto (por su acrónimo en inglés, OSeMOSYS - *Open Source Energy Modeling System*), como plataforma de optimización energética de largo plazo, su articulación con herramientas previas de simulación de demanda, la incorporación de información oficial del sistema energético colombiano y el desarrollo de una herramienta propia que permite evaluar trayectorias de transformación bajo criterios técnicos, económicos, ambientales y de política pública.

1.1 Modelo de optimización para sistemas energéticos

La planificación energética de largo plazo implica tomar decisiones sobre múltiples alternativas tecnológicas, recursos energéticos e inversiones futuras bajo restricciones económicas, técnicas y ambientales. Debido a la complejidad de estas interacciones, la UPME emplea herramientas de optimización matemática que permiten identificar las configuraciones del sistema energético capaces de satisfacer las necesidades energéticas del país al menor costo posible, según las condiciones definidas para cada escenario. En el contexto energético, esta metodología permite evaluar simultáneamente miles de posibles combinaciones tecnológicas y determinar cuáles ofrecen el mejor desempeño de acuerdo con los objetivos establecidos para el sistema.

¿Qué es OSeMOSYS? Es un modelo de optimización de sistemas energéticos diseñado para apoyar la planificación energética de mediano y largo plazo (Howells M. et al, 2011). Fue desarrollado de manera colaborativa por organizaciones internacionales como el Departamento

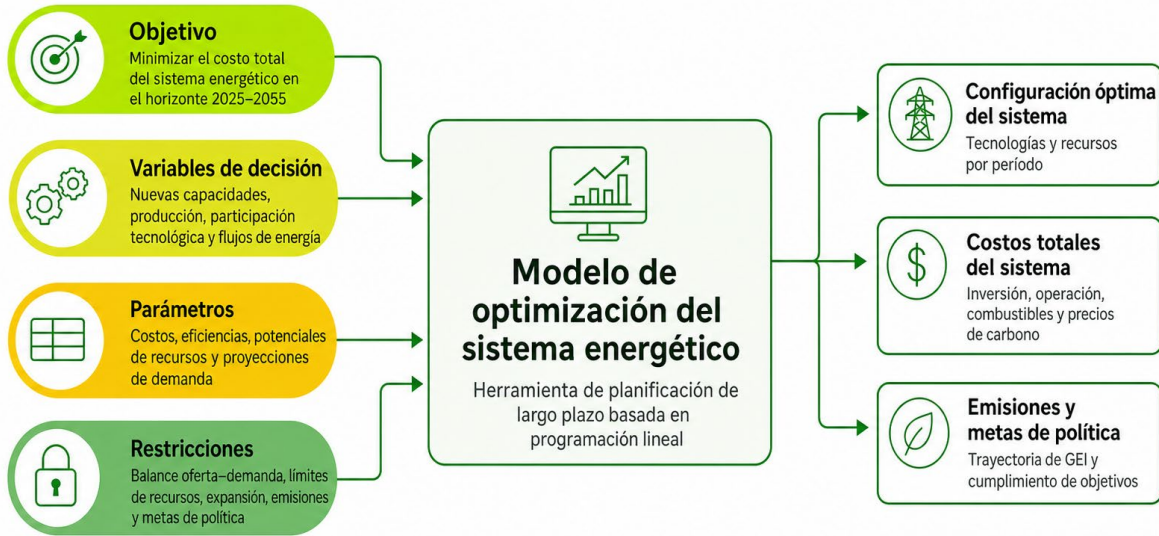
¹ Esta información se ampliará en los Anexos que soportan el presente documento.

de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas (UNDESA), la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) y una amplia red de universidades. Este modelo ha sido ampliamente usado a nivel internacional desde estudios de caso de ciudades hasta análisis de escala global (Plazas-Niño F. et al., 2025). Su aplicación en América Latina ha crecido de forma sostenida en investigación y análisis de sistemas energéticos de largo plazo (Camargo-Bertel A.A. et al., 2024).

Desde el punto de vista metodológico, OSeMOSYS está formulado como un problema de programación lineal cuya función objetivo es minimizar el costo total descontado del sistema energético a lo largo del horizonte de estudio. Este costo agregado comprende las inversiones en nueva capacidad de tecnologías, los costos de operación y mantenimiento, el suministro de combustibles y otros cargos impositivos (p. ej. los precios del carbono). Así mismo, se clasifica como un modelo de equilibrio parcial, lo cual implica que las demandas energéticas son definidas exógenamente y la solución del modelo determina de manera endógena la combinación óptima de tecnologías y recursos que satisface dichas demandas bajo un conjunto de restricciones técnicas, económicas y de política.

El modelo representa el sistema energético de forma integrada, que abarca toda la cadena de suministro, desde los recursos energéticos primarios hasta la demanda final. Incluye tecnologías de extracción, procesos de transformación, transporte, distribución y consumo final de energía, lo que permite analizar las interacciones entre distintos sectores y distintos vectores energéticos. Esta visión sistémica es especialmente útil para evaluar transiciones energéticas complejas como las que enfrenta Colombia.

En términos operativos, el modelo “decide” de forma endógena qué tecnologías incorporar, en qué momento hacerlo y cómo operarlas, sujeto a un conjunto amplio de condiciones técnicas, económicas y ambientales. Esto permite explorar trayectorias de transición energética que sean no sólo costo-eficientes, sino también viables desde el punto de vista del sistema, incorporando restricciones como la disponibilidad de recursos, los límites de expansión tecnológica, la confiabilidad del suministro y, por supuesto, los objetivos de descarbonización. Esta lógica de modelación se estructura a partir de 4 componentes fundamentales (Función objetivo, variables de decisión, parámetros y restricciones), que en su conjunto permiten representar el funcionamiento del sistema energético y orientar la búsqueda de soluciones óptimas bajo distintos escenarios:



Esquema 1. Modelo de optimización utilizado para la planeación energética de largo plazo en Colombia

Finalmente, es importante destacar el carácter abierto y transparente del modelo, lo cual permite a los usuarios examinar y modificar libremente la formulación matemática del mismo, así como adaptar sus supuestos a contextos nacionales o regionales específicos. Esta característica facilita la reproducibilidad de resultados y fomenta la colaboración entre academia, industria, instituciones públicas y organismos internacionales.

1.2 Introducción al modelo de optimización UPME

El modelo de optimización UPME es una herramienta de apoyo a la toma de decisiones para la planificación del sistema energético nacional, desarrollada a partir de la estructura conceptual y matemática del modelo OSeMOSYS en unión con el modelo previo de simulación basado en la herramienta LEAP. La modelación se realizó siguiendo una metodología de unión exógena. Ambas herramientas, tanto LEAP como el modelo OSeMOSYS funcionan como un complemento, donde el modelo LEAP permite calcular la demanda útil del sistema energético y posteriormente se utiliza como un insumo en el modelo OSeMOSYS para calcular la distribución de tecnologías y la creación de una ruta de mínimo costo que permita suplir la demanda energética (Gebremeskel et al., 2022). De esta manera, el modelo promueve los principios de transparencia y flexibilidad con el fin de

responder de manera más eficaz a las prioridades estratégicas del país en materia de sostenibilidad, desarrollo productivo y política pública.

Convencionalmente, los ejercicios de planeamiento energético a nivel nacional han estado condicionados por una resolución temporal anual. Lo anterior implica que las decisiones tomadas en cada uno de los sectores han sido con base en valores anuales que omiten los cambios en la oferta y en la demanda a lo largo del día. Con el fin de incrementar la granularidad de la toma de decisiones, la presente versión integra una metodología de segmentación temporal (o *time slices* en inglés), la cual permite desagregar el horizonte de planeación en periodos de tiempo específicos. Esta innovación faculta al modelo para capturar con mayor precisión los picos de demanda, la disponibilidad y la variabilidad de las fuentes renovables no convencionales, dotando a la herramienta de una mayor resolución analítica para representar la dinámica real del despacho eléctrico y la flexibilidad operativa del sistema.

Por otra parte, desde la UPME y en conjunto con múltiples actores internacionales, se incorpora en este Plan Energético Nacional una estrategia que cuantifica impactos sociales y ambientales, que van desde la cuantificación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y otras emisiones de contaminantes criterio², hasta el cálculo del impacto en empleo, igualdad de género y salud, entre otros.

El desarrollo de este modelo integra insumos de diversa índole, que abarcan información energética del sector y parámetros económicos y demográficos. Por esto, a continuación, se listan algunos de los supuestos fundamentales para la proyección de la demanda y las variables energéticas, basados en información oficial y proyecciones disponibles, que son la base para la construcción de los escenarios energéticos:

- Población total: se estima que la población del país alcanzará los 55,08 millones de habitantes en 2055, siguiendo las proyecciones y tendencias demográficas establecidas por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).
- Total de hogares urbanos: las proyecciones indican un total de 23,8 millones de hogares urbanos en 2055. El crecimiento de la urbanización y el número de hogares en áreas metropolitanas tienen un impacto directo en el consumo de energía residencial y de servicios.
- Total de hogares rurales: se estima que el número de hogares en zonas rurales alcanzará los 6,9 millones para el mismo horizonte temporal (2055). La dispersión geográfica y las

² Contaminantes atmosféricos regulados bajo criterios científicos debido a su impacto negativo y comprobado en la salud humana, la población y el medio ambiente.

características de estos hogares son relevantes para definir las estrategias de acceso a la energía y las soluciones descentralizadas.

- Tasa de crecimiento promedio: el modelo incorpora una variable de crecimiento económico que proyecta un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) calculado anualmente. El promedio de crecimiento anual proyectado es del 3,23% a lo largo del periodo. Este supuesto de crecimiento económico sostenido es un motor clave en el aumento de la demanda energética para los sectores industrial, comercial y de transporte.
- Todos los escenarios se ven afectados por el principio de optimización que difiere de un análisis tendencial o un análisis con base en simulaciones o procesos “¿qué pasaría si?”.
- Inclusión de divisiones temporales de periodos con y sin luz solar intraanuales, y la inclusión de cambios hidrológicos incorporando en el modelo fenómenos climatológicos como el Niño y la Niña.

Tradicionalmente, los modelos de optimización energética se formulan con el objetivo principal de garantizar el suministro energético al menor costo. Sin embargo, es necesario a través de estrategias de modelación capturar las necesidades que un Plan Energético Nacional enmarcado en la Transición Energética Justa exige. Desde esta perspectiva, la construcción y parametrización del modelo se basó en criterios de eficiencia económica, implicaciones sociales, territoriales y ambientales.

Bajo esta visión, la UPME consolidó la apropiación de la metodología mediante el diseño de una herramienta propia de código abierto y trazabilidad absoluta, la cual se constituye en un activo estratégico para el país. Este modelo actúa como un habilitador para la captura de nuevas variables de decisión, abarcando no solo componentes tecnológicos, sino también factores de naturaleza social y climática. Disponer de una herramienta de desarrollo interno garantiza la autonomía técnica sobre los supuestos, datos y marcos metodológicos aplicados en la planificación energética de largo plazo. Asimismo, su flexibilidad facilita la integración de nuevas restricciones, sectores y metas de política pública, eliminando la dependencia de herramientas propietarias o sistemas cerrados cuya lógica interna resulta inaccesible para los tomadores de decisiones.

Una herramienta con trazabilidad total del modelo habilitada para el país, asegura que cada resultado pueda ser auditado, reproducido y explicado, con el objeto de fortalecer la credibilidad técnica de los análisis y su legitimidad frente a tomadores de decisión, academia y sociedad civil. De este modo, el desarrollo UPME se consolida como una plataforma flexible y evolutiva, diseñada para acompañar al país en la construcción de un sistema energético

sostenible, resiliente y alineado con sus objetivos de desarrollo de largo plazo.

Por otra parte, si bien los *planes estratégicos* identificados en la publicación del Tomo I son un insumo fundamental para la construcción y orientación conceptual de los escenarios, no todos los lineamientos allí planteados pudieron ser incorporados como parámetros cuantitativos dentro del modelo de optimización. En algunos casos, la naturaleza cualitativa de las apuestas estratégicas, la falta de información estadística consolidada y la ausencia de metodologías estándar para su representación numérica limitaron su inclusión explícita en la formulación propuesta en este documento. Por ello, uno de los principales retos hacia futuros ejercicios de planeación liderados por la UPME consistirá en aprovechar el carácter abierto del modelo para incorporar progresivamente nuevas variables, restricciones, insumos o indicadores que permitan afinar y aprovechar de manera coherente las capacidades del modelamiento sin afectar la naturaleza del problema de optimización.

En la práctica, la configuración de la demanda refleja retos de implementación asociados a acceso, distribución, calidad e infraestructura. Entender cómo se consume la energía y qué tecnologías se han desarrollado históricamente para optimizar el uso de los recursos brinda un panorama amplio de cómo poder abordar nuevos cambios desde los diferentes puntos de vista (usuario, sistema y sociedad).

Los escenarios se modelaron integrando gran parte de las medidas contempladas para los sectores de transporte, industria, residencial, terciario y otros, considerando usos como refrigeración, calor directo e indirecto, fuerza motriz, iluminación, climatización, construcción sostenible en medidas asociadas a mejoras en eficiencia, Buenas Prácticas de Operación (BPO) y cambios tecnológicos en uso de energéticos.

Para cada uno de estos usos finales se emplea la demanda proyectada en el escenario tendencial de energía final (BAU – Business As Usual) de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (MME, 2023). Para la validación se realiza un proceso de calibración por energético con base en el Balance Energético Colombiano 2024, diferenciado para cada sector. En lo que respecta a la energía útil por tecnología, se emplea la información del Balance de Energía Útil (BEU) 2018 (UPME, 2018), complementado con estudios específicos de eficiencia energética e innovación tecnológica desarrollados en el marco del PAI-PROURE 2022 (UPME, 2022). El consumo histórico de energía se calibra utilizando el Balance Energético Colombiano (UPME, 2025), para asegurar consistencia en el consumo por combustible. Finalmente, para la representación del stock tecnológico se utilizan curvas logísticas de tenencia de dispositivos de uso final, cuyo propósito es caracterizar la capacidad instalada actual por tipo de tecnología en

los hogares. La renovación y sustitución de tecnologías se determina a través del modelo de optimización.

En este caso las proyecciones de demanda del sector se construyen a partir de la actualización de las demandas útiles modeladas en el escenario tendencial de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (TEJ), elaborada por el Ministerio de Minas y Energía (MME, 2023). Esta proyección se ajusta utilizando como línea base los resultados de estudios, tales como la “Caracterización del consumo energético del sector terciario para fortalecer las estrategias y medidas de eficiencia energética” (UPME, 2022), el estudio de caracterización energética del sector de transporte de carga (UPME, 2020), el estudio de electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias y propuesta de estrategias para su promoción, en apoyo con la consultora CORPOEMA. Adicionalmente, para los usos de climatización y refrigeración se incluyen los resultados del “Plan nacional de innovación y tecnología en eficiencia energética para la climatización y refrigeración en Colombia” (CORPOEMA-UPME, 2024), entre otros. Los costos de inversión y operación de las tecnologías de uso final se estiman con ayuda de la base de datos de incentivos tributarios de la UPME y estudios sectoriales asociados al PAI-PROURE, considerando un OPEX fijo equivalente al 5% del CAPEX, en línea con los supuestos del Plan Energético Nacional 2022–2052. En este contexto, el *Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía- PAI- PROURE* constituye un insumo central en la planificación del sector ya que define y ofrece una hoja de ruta para optimizar el uso de los recursos energéticos del país.

Por último, el modelo UPME, al estar diseñado para la modelación de escenarios bajos en carbono, integra esta dimensión como un eje transversal de la planificación energética nacional. De este modo, tras confrontar la oferta y la demanda sectorial para obtener los resultados del consumo total, permite estimar las emisiones de GEI y de contaminantes asociados a las tecnologías que las generan. Así, el análisis detallado de las emisiones no sólo responde a las prioridades estratégicas del país en materia climática, sino que se consolida como una herramienta clave para evaluar la viabilidad de las alternativas energéticas en el marco de una transición energética hacia la descarbonización.

Como paso adicional a la construcción de escenarios y obtención de resultados se realizó una estrategia de validación por medio de talleres de divulgación donde se invitaron y se recibieron comentarios de actores clave de las entidades que se listan a continuación: Ministerio de Minas y Energía, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Agencia Nacional de Minería, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), Servicio Geológico Colombiano (SGC), Super Servicios, Ministerio de Hacienda, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible,

Departamento Nacional de Planeación, Aeronáutica Civil, Ministerio de Transporte y Transforma.

Los métodos presentados en este capítulo constituyen la base técnica para la construcción de los escenarios prospectivos del Plan Energético Nacional 2025-2055. A partir de este enfoque de modelación es posible evaluar de manera integrada la evolución de la demanda, la oferta y las emisiones del sistema energético colombiano bajo diferentes trayectorias de desarrollo. Los capítulos siguientes presentan los resultados obtenidos para cada uno de estos componentes y permiten analizar las implicaciones de los distintos escenarios considerados en el PEN.

Capítulo

02

Demanda Total



Capítulo 2. Demanda total de energía

2.1 Demanda energética de Colombia

La demanda de energía refleja la forma en que los diferentes sectores de la economía utilizan los recursos energéticos para satisfacer sus necesidades de movilidad, cocción, calor directo e indirecto, climatización y demás usos finales así como de producción de bienes y servicios. Su evolución condiciona los requerimientos futuros de suministro, infraestructura y tecnologías, constituyendo el punto de partida para comprender las transformaciones proyectadas del sistema energético colombiano.

En el marco de la Transición Energética Justa (TEJ), la transformación de la demanda se materializa mediante tres ejes transversales: la eficiencia energética, la electrificación de los usos finales y la sustitución progresiva de combustibles fósiles. Estos ejes modifican la intensidad y la composición del consumo energético en los diferentes sectores y orientan las estrategias de modelación adoptadas por el Plan Energético Nacional (PEN) para evaluar las trayectorias de transición del sistema energético colombiano.

Dada la heterogeneidad de los usos finales de la energía, el PEN incorpora estrategias de modelación diferenciadas que permiten representar las particularidades de cada sector y evaluar el efecto de las medidas de transición sobre sus patrones de consumo energético.

En el sector transporte, el análisis considera la incorporación de vehículos híbridos y eléctricos y la sustitución gradual de combustibles fósiles; en el sector industrial, la electrificación de procesos de calor directo y calor indirecto, la adopción de tecnologías de bajas emisiones y la transformación de procesos intensivos en carbono; en el sector residencial, la sustitución de leña por tecnologías más eficientes y la electrificación de los usos finales cobran relevancia; un caso similar para el sector terciario donde las acciones de electrificación están en los usos de calor directo e indirecto para calentamiento de agua y cocción, contribuyendo simultáneamente a la reducción de emisiones, al mejoramiento de la calidad del aire y al fortalecimiento de la equidad energética.

Con el fin de contextualizar los resultados del PEN, este capítulo presenta el comportamiento actual de la demanda energética y su evolución bajo los escenarios de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). El análisis inicia con la demanda total y

posteriormente desarrolla los principales sectores de consumo, con el propósito de identificar las transformaciones proyectadas y sus implicaciones para el sistema energético colombiano.

2.1.1 Sectores de demanda

En Colombia, el consumo energético total agregado integrado por los sectores Transporte, Industrial, Residencial, Terciario, Agroforestal, Construcción, Coquerías, y Minería alcanza 1.376 PJ, distribuidos en 67,2% de combustibles fósiles, 17,5% de electricidad y 12,4% de bioenergéticos sólidos comprendidos por leña, bagazo, carbón vegetal; y 2,9% bioenergéticos líquidos. Esta distribución se relaciona directamente con las tecnologías de uso final de cada sector y la infraestructura del país para cubrir sus necesidades.

La **Figura 1** presenta la distribución de la demanda de energía sectorial, para proporcionar una dimensión general de la demanda a través de los sectores económicos y productivos. Se observa que el sector de transporte predomina en el año base (2024) con una proporción de la demanda total equivalente al 43,6%, seguido por el sector industrial y residencial con proporciones de demanda de ~20% cada uno, sector terciario 6,6% y los restantes menos de 5% cada uno.

La demanda total de energía en el horizonte 2025-2055 (Figura 1) muestra una trayectoria de crecimiento causada por factores como la actividad económica, variables demográficas y la demanda de energía útil necesaria para suplir las necesidades del sector³. No obstante, todos estos parámetros son transversales a los escenarios, con algunas excepciones que se mencionan en cada sector⁴, esto quiere decir, que la energía útil entre los escenarios de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN) como regla general es igual y por lo tanto los cambios entre las magnitudes de demanda de energía final se asocian generalmente al despliegue de tecnologías y medidas con las que dichos servicios son atendidos en cada escenario. A partir de este punto, en el documento no se hará referencia a la

³ Dentro del marco metodológico, la demanda de energía útil es el requerimiento para asegurar la cobertura de las necesidades energéticas sectoriales. A través de la implementación de tecnologías de consumo final, y el uso de su eficiencia, la energía útil se convierte en energía final; este indicador define específicamente las necesidades que el sector de oferta debe satisfacer para cubrir la totalidad de la demanda.

⁴ Existen medidas que modifican la demanda directamente como las buenas prácticas operativas. Pero se discuten en detalle en las secciones donde se realizan modificaciones directas en la demanda

diferencia conceptual entre energía útil y energía final (ver nota 3). Por lo tanto, cualquier mención a demanda de energía se hará con referencia a energía final

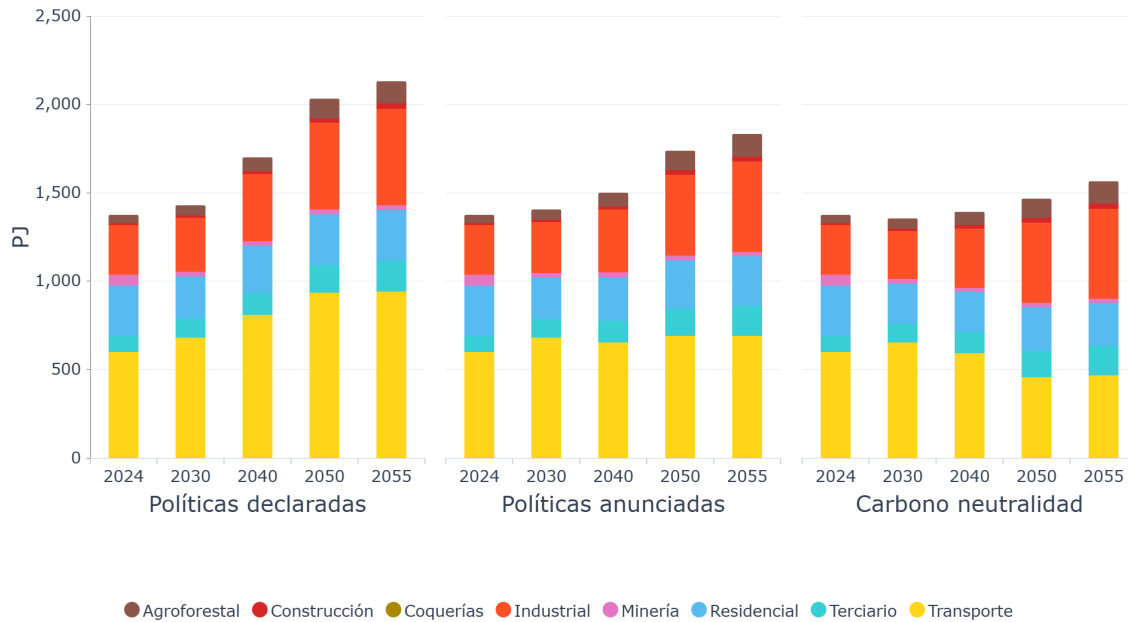


Figura 1. Demanda final de energía por sectores de consumo

Hacia el final del periodo de cada uno de los escenarios, se observa como los sectores van a transformarse en términos de la demanda total. En particular, se presentan cambios determinantes como la disminución de la demanda del sector de transporte; característico por su demanda de combustibles fósiles; disminuyendo de ~600 PJ en el 2024 hasta ~460 PJ en el escenario de Carbono Neutralidad mientras que en los otros escenarios presenta demandas de hasta 940 y 690 PJ para los escenarios de PD y PA, respectivamente. Estas diferencias en las demandas se asocian a diferentes medidas que se discuten en detalle en la sección 2.2.

También, la **Figura 1** muestra cómo la demanda de energía del sector industrial es siempre creciente asociada al desarrollo económico esperado para Colombia. No obstante, puede verse como la pendiente de crecimiento de la demanda se hace cada vez menos pronunciada a lo largo de los escenarios pasando de una demanda de 280 PJ hasta a una demanda de 546, 509 y 506 PJ para los escenarios de PD, PA y CN, respectivamente. Este resultado indica que el sector industrial a pesar de ser un sector de mayor rigidez, y contener en su estructura subsectores de difícil descarbonización y de mayores costos de sustitución tecnológica, tiene cabida dentro de la ruta de eficiencia energética, electrificación y sustitución de combustibles

fósiles como el carbón. Los detalles de las medidas y resultados específicos pueden consultarse en la sección 2.3.

Para el caso del sector residencial, los cambios entre las demandas al inicio del periodo y al final son relativamente bajos en términos energéticos, pues pasa de ~280 PJ en 2024 hasta 290, 281 y 244 al final del periodo para los escenarios PD, PA y CN, respectivamente. No obstante, es clave recalcar que la población y el número de hogares aumenta a lo largo del periodo de modelación y por lo tanto se logra suplir la demanda energética de hasta 30,3 millones hogares en 2055 con la misma energía que se suplieron 17,9 millones hogares en 2024. Los detalles de las medidas para lograr la disminución del consumo se presentan en la sección 2.4.

Para el caso del sector terciario, a pesar de no encontrarse diferencias entre los escenarios al final del periodo la implementación de las diferentes medidas permite alcanzar un ahorro acumulado de 72.8 PJ por medio de la intervención especialmente en procesos de calentamiento directo y la sustitución de sistemas de refrigeración y climatización que se discuten en la sección 2.5.

Los demás sectores, coquerías, construcción y agroforestal no presentan diferencias entre escenarios, puesto que la modelación se limita a determinar el crecimiento económico para cada sector y no se aplican políticas diferenciadas debido a que no se cuenta con estudios de caracterización específicos y análisis de energía útil de los para la implementación de estrategias sectoriales. No obstante, se puede observar que tienen una tendencia creciente en el caso de agroforestal, construcción y coquerías, alcanzando en conjunto 155 PJ al final del periodo.

En el caso de la minería debido a la disminución de la producción de carbón térmico, determinada por las proyecciones del PNDM la demanda energética disminuye desde 82 hasta 26 PJ en 2055 manteniéndose constante desde el año 2041. Los detalles de estos resultados se presentan en la sección 3.2

2.1.2 Consumo total de energéticos

A pesar de que la caracterización sectorial permite tener un panorama de cómo cada sector contribuye con sus medidas en la transición energética justa y a la carbono neutralidad, el detalle del consumo de cada energético es clave para entender cuáles son los hitos y transformaciones que requerirá el país, tanto en términos de generación como de necesidades de desarrollos de

transporte y distribución. Por lo tanto, a continuación, se realiza un análisis de la demanda total de energéticos para cada uno de los escenarios.

Entre los principales resultados, la **Figura 2** muestra una disminución del consumo de combustibles fósiles, especialmente en diésel y gasolina para los escenarios de Políticas Anunciadas y Carbono neutralidad, en concordancia con la disminución del consumo de energía del sector de transporte que se presentó en la **Figura 1**. Esta disminución de combustibles fósiles obedece, principalmente, al despliegue de la electromovilidad. Sin embargo, no es el único que contribuye al aumento del consumo de la electricidad.

En términos generales, los tres escenarios incrementan el uso de la electricidad, el uso de los residuos y biocombustibles y particularmente, muestran como el gas natural desempeña un papel como energético de transición de la demanda en los escenarios de Políticas Declaradas y Políticas Anunciadas, mientras que en el escenario de Carbono Neutralidad, a partir de 2030 su consumo disminuye para dar tiempo a la electricidad para consolidarse como el energético de mayor proporción en la matriz de demanda.

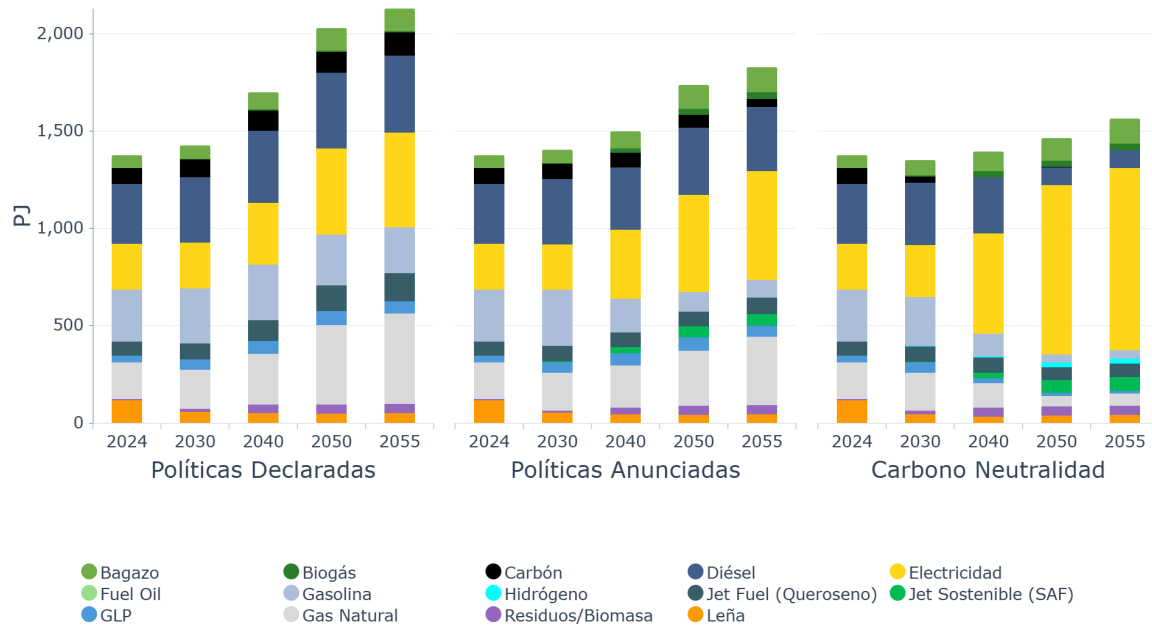


Figura 2. Demanda final de energía por combustible

Una mirada analítica a esta distribución muestra que en la actualidad la demanda de combustibles fósiles es un componente mayoritario (<60%) y por lo tanto su sustitución

requiere de intervenciones estructurales. Por una parte, es clave que se habilite la adquisición de tecnologías eficientes, limpias y que garanticen un cambio de energéticos en la demanda. Y por otra parte, se requiere desde la disponibilidad de los energéticos, hasta el despliegue de infraestructura de distribución y disposición en los puntos de consumo final.

Se observa también en la Figura 2, que el consumo de leña decrece progresivamente desde 112 PJ en el año 2024 hasta alcanzar una cifra constante por debajo de los 50 PJ en el final de la ventana de modelación debido a las intervenciones del sector residencial que busca la equidad energética y la sostenibilidad, aprovechando además los beneficios en salud y de género que estas tendrán como consecuencia.

En el escenario de Políticas Declaradas, la demanda total mantiene una senda principalmente inercial, con mejoras poco ambiciosas de eficiencia y una reducción limitada de la dependencia de combustibles fósiles. Si bien se observan avances mediados por una lenta implementación de tecnologías eficientes y de electrificación, el crecimiento de la demanda continúa trasladándose al consumo final de energía, particularmente en el sector transporte e industria. Esta estrategia del escenario de Políticas Declaradas hace que el escenario aumente su demanda hasta 2.193 PJ con un 66.57% de representación de combustibles fósiles, que, en comparación con el año 2024 no presenta cambios significativos con su distribución de fósiles del 67%. Este resultado, demuestra que las Políticas Declaradas son una estrategia poco contundente en la intención de disminuir el uso de combustibles fósiles y la migración hacia la electrificación del país.

En el escenario de Políticas Anunciadas, la demanda total crece a un ritmo moderado alcanzando una demanda de 1.894 PJ en el año 2055 como resultado de una mayor electrificación, especialmente en el sector de transporte, y la aceleración del recambio tecnológico a partir de medidas de eficiencia energética. Esta trayectoria permite contener parte del crecimiento del consumo, aunque persisten limitaciones en usos térmicos para sector industrial, leña en residencial y carga pesada en segmentos de transporte. Este escenario busca hacer transiciones progresivas dentro del marco de la Transición Energética Justa y por tanto su ambición climática es alta pero equilibrada con respecto a las Equidad e inclusión social, Reconversión laboral y territorial y Participación y justicia climática.

El escenario CN logra un desacople más profundo en el consumo final, explicado principalmente por la electrificación intensiva de los usos técnicamente viables y la incorporación de energéticos de bajas emisiones y difícil de electrificar. Este escenario es el de mayor ambición climática y por lo tanto sus intervenciones son más agresivas en cuanto a electrificación y eficiencia

energética. El resultado final es una disminución energética hasta llegar a una demanda total de 1.700 PJ, un consumo superior al año 2024 por ~400 PJ pero con una mayor población, mayor desarrollo económico y un mayor número de vehículos rodantes. En este escenario la proporción de fósiles es de menos del 19% mientras la electrificación representa más del 55%.

Una comparación de los resultados entre escenarios muestra que las diferencias se amplían a partir del 2030, cuando empieza a materializarse el efecto acumulado de las apuestas en materia de política pública. Sin embargo, una transición energética gradual reduce parcialmente la intensidad energética del país, pero no es suficiente para transformar de fondo la matriz de consumo. De aquí el reto de implementar oportunamente señales regulatorias, técnicas y políticas, así como instrumentos de financiamiento, y estrategias territoriales, que permitan una transformación estructural de los sectores de consumo.

A partir de este marco general, el análisis de la demanda total se desagrega por sector de consumo final con el propósito de presentar los supuestos adoptados en la modelación y los resultados para cada uno de los escenarios. Esta desagregación permite caracterizar los principales usos energéticos, el potencial de sustitución tecnológica y las trayectorias propuestas en el Plan Energético Nacional como herramienta en la toma informada de decisiones estratégicas y tempranas para el país.

A continuación, se presentan los insumos, supuestos y resultados correspondientes a la modelación del sector transporte (Sección 2.2), el sector industrial (Sección 2.3), el sector residencial (sección 2.4), y el sector terciario (Sección 2.5).

2.2 Sector Transporte

El transporte de personas y mercancías constituye uno de los principales determinantes de la demanda energética nacional. A través de sus diferentes modos, articula hogares, centros de producción, mercados y regiones, por lo que su evolución condiciona la demanda de combustibles y las decisiones de planificación energética de largo plazo.

Bajo este panorama, el sector transporte es el mayor consumidor de energía final del país y el de mayor dependencia de combustibles fósiles. En 2024, consumió cerca de 600 PJ, equivalentes a más del 43% del consumo energético nacional. El modo carretero concentró el 86% de esa demanda, mientras que la aviación representó cerca del 12% y los modos marítimo, fluvial y ferroviario alrededor del 2% en conjunto. La gasolina y el diésel representaron más del

83% de la demanda sectorial, el Jet Fuel cerca del 12%, el gas natural alrededor del 4% y la electricidad apenas el 0,1% (UPME, 2024)⁵.

La configuración actual plantea desafíos importantes para la planeación energética del sector. La alta dependencia de combustibles fósiles vincula el crecimiento de la movilidad con una mayor presión sobre el consumo de combustibles fósiles, las emisiones de gases de efecto invernadero y la calidad del aire. En ciudades y corredores logísticos, la combustión de estos energéticos también incide en contaminantes locales como material particulado, carbono negro y monóxido de carbono, con efectos sobre la salud pública. En este contexto, el reto del sector consiste en atender una demanda creciente de movilidad con menor consumo de energía por pasajero o tonelada transportada, menores emisiones, menor exposición de la población a contaminantes y asequible.

Como respuesta a estos desafíos, Colombia ha consolidado un marco de política pública orientado a reducir la dependencia de combustibles fósiles, disminuir las emisiones del transporte y acelerar la renovación tecnológica del parque automotor. Entre los principales instrumentos se encuentran la Ley 2169 de 2021 (Ley de Acción Climática), la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica 2050 (Gobierno de Colombia, 2019), el Plan Maestro Ferroviario (DNP, 2020), la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (Gobierno de Colombia, 2022), las Leyes 1964 y 1972 de 2019, así como incentivos tributarios para la adquisición de vehículos eléctricos, exenciones a restricciones de movilidad en múltiples ciudades y la reducción progresiva de los costos de estas tecnologías .

Estos instrumentos han comenzado a reflejarse en cambios concretos en el mercado, especialmente en el segmento liviano. Las ventas de vehículos eléctricos de batería (BEV, por sus siglas en inglés) pasaron de 165 unidades en 2015 a 3.105 en 2024 y alcanzaron 5.210 en 2025 (ANDEMOS, 2026). En el segmento de híbridos eléctricos (HEV, por sus siglas en inglés), el crecimiento fue mayor, con ventas que pasaron de pocas unidades en 2015 a 6.711 en 2024 y 9.676 en 2025, lo que consolidó este segmento como uno de los de mayor crecimiento dentro de la transición hacia vehículos de bajas emisiones (ANDEMOS, 2026).

En 2024, los vehículos eléctricos representaron el 18% de las ventas anuales del segmento liviano. Sin embargo, al considerar el periodo completo entre 2015 y 2025, su participación acumulada se sitúa en apenas el 3,8%. La diferencia entre las ventas recientes y la participación

⁵ Los datos de Jet Fuel a 2024 provienen de la última versión de las proyecciones de combustibles líquidos de la UPME, lo que determina el valor total de consumo del sector reportado para ese año. Los demás energéticos fueron tomados del Balance Energético Colombiano.

acumulada muestra que el mercado avanza, pero el cambio todavía no modifica de manera estructural el parque vehicular ni la demanda energética del sector. Por ello, la transición requiere continuidad en infraestructura de carga, financiamiento, regulación y acompañamiento al usuario durante la vida útil del vehículo.

Si bien los avances mostrados constituyen una señal positiva, la trayectoria futura del transporte no puede explicarse únicamente por la evolución reciente de las ventas de vehículos. La elevada participación del modo carretero, la magnitud del parque automotor en circulación y la persistencia del uso de combustibles fósiles hacen necesario representar con mayor detalle las dinámicas de movilidad, las tecnologías disponibles y las alternativas energéticas capaces de transformar progresivamente la matriz de consumo del sector.

Con este propósito, la modelación del transporte desarrollada en el PEN incorpora una caracterización detallada del parque vehicular, las tecnologías disponibles y las alternativas energéticas consideradas durante el horizonte de análisis. Las siguientes subsecciones presentan los principales supuestos de modelación y los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios prospectivos.

2.2.1 Insumos para la modelación del sector transporte

La modelación del sector consideró los principales usos energéticos asociados a la movilidad terrestre, aérea, fluvial, marítima y ferroviaria. Para el transporte terrestre, el análisis se desagrega por segmentos en vehículos ligeros, camionetas, motocicletas, taxis, microbuses, buses, camiones y tractocamiones. Esta diferenciación permite representar las condiciones propias de cada segmento, incluyendo sus patrones de uso, vida útil, intensidad energética y posibilidades de sustitución tecnológica.

Para modelar la evolución del sector, el PEN propone por primera vez un enfoque basado en el parque automotor rodante, en lugar de la flota matriculada. Mientras los registros del Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT) reportan cerca de 20 millones de vehículos matriculados en 2024, esta metodología relaciona datos de ventas de la Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (ANDEMOS), los registros de Transporte en Cifras del RUNT y la demanda de combustibles reportada en el Balance Energético Colombiano (UPME, 2025), con el fin de estimar el parque que corresponde a los consumos observados. Bajo este enfoque, el número de vehículos carreteros en circulación en 2024 se estima en cerca de 12 millones de unidades.

El parque automotor rodante estimado constituye la base para proyectar la evolución del transporte terrestre durante el horizonte de modelación. Bajo los supuestos de crecimiento poblacional y económico incorporados en el modelo, el parque podría alcanzar cerca de 33

millones de vehículos en 2055. El resultado energético de ese crecimiento dependerá de la composición tecnológica del parque futuro, de los energéticos utilizados y del ritmo de renovación de la flota. Dichas variables definen el espacio de análisis sobre el cual se estructuran los escenarios.

Los supuestos utilizados fueron revisados y socializados en espacios técnicos con entidades del gobierno nacional y actores relacionados del sector minero-energético, ambiental y transporte. Este proceso permitió contrastar su consistencia con los instrumentos de política pública vigentes y anunciados. La evolución del sector se analiza a través de los escenarios de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN) presentados en la introducción de este plan energético.

Para el caso específico del sector transporte, los escenarios comparten condiciones de base que operan con independencia del nivel de ambición de la política. Las mezclas de biocombustibles en el transporte terrestre, etanol y biodiésel, se mantienen constantes a lo largo de todo el horizonte, sin incrementos adicionales a los vigentes. Todos los escenarios incorporan mejoras graduales de eficiencia energética y parten del mismo supuesto de crecimiento de la demanda de movilidad, determinado por las variables macroeconómicas y poblacionales del modelo. Las diferencias entre escenarios se explican por la forma en que distintos energéticos y tecnologías permiten atender una demanda creciente de movilidad con diferentes eficiencias y energéticos finales, un contraste que se profundiza a medida que se incrementa la ambición de cada escenario.

En el escenario de Políticas Declaradas, la transición avanza a partir de los marcos normativos vigentes e implementados. La electrificación del transporte público está acotada por las Leyes 1964 y 1972 de 2019 a los sistemas integrados de transporte masivo en las principales ciudades. Fuera de ese núcleo, el parque de buses migra progresivamente al gas natural y los segmentos livianos adoptan vehículos eléctricos en función de la evolución natural de los costos de capital y operación. Los estímulos normativos y fiscales existentes han sido efectivos para incentivar la adquisición de tecnologías de bajas emisiones, y su alcance podría ampliarse con instrumentos complementarios que acompañen al usuario y al operador a lo largo de la vida útil del vehículo, para garantizar las condiciones de infraestructura, financiamiento y servicio que consolidan la transición más allá del momento de la compra. En aviación, este escenario no incorpora SAF a escala comercial.

El escenario de Políticas Anunciadas avanza sobre el escenario de Políticas Declaradas mediante una mayor velocidad y un mayor alcance en el despliegue de tecnologías de cero y bajas emisiones. La diferencia más relevante es la electrificación de toda la flota de buses urbanos e

interurbanos, y no solo de los sistemas integrados de las grandes ciudades. Esta medida tiene un efecto positivo, dado que cada unidad electrificada desplaza más pasajeros y opera más horas que un vehículo liviano. El escenario de Políticas Anunciadas incorpora además la meta de ventas del 100% de motocicletas eléctricas a 2035, por el peso de este modo en la movilidad nacional y su potencial de transformación acelerada en términos de costos, escalabilidad e impacto sobre el consumo de gasolina.

Para la carga pesada, donde la electrificación directa enfrenta mayores restricciones técnicas y económicas, el escenario de Políticas Anunciadas incorpora el gas natural y el hidrógeno como energético complementario para aplicaciones de larga distancia, en línea con lo señalado en el PEN 2022-2052 y la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa. El escenario considera además una electrificación mínima de la flota fluvial. En aviación, el SAF entra de forma progresiva en 2030, donde se definió un porcentaje máximo de mezcla del 50%, un supuesto validado y consensado en mesas de discusión técnica con la Aeronáutica Civil y la Federación Nacional de Biocombustibles.

El escenario de Carbono Neutralidad profundiza las trayectorias del escenario de Políticas Anunciadas en los segmentos técnicamente viables. La electrificación avanza de forma acelerada en el transporte liviano, las motocicletas, el transporte público urbano y parte de la carga pesada. En este último segmento, la alta dependencia del diésel y las exigencias operacionales de los corredores nacionales requieren una transición más retadora que en los segmentos de pasajeros. Aunque los tres escenarios enfrentan el reto que impone la geografía montañosa del país en corredores de carga, en el escenario de Carbono Neutralidad la electrificación de la carga avanza más que en los otros escenarios, con el hidrógeno verde como energético complementario en aplicaciones de mayor exigencia operacional.

En aviación, este escenario incorpora la mayor expansión de SAF. Dado que los aviones seguirán requiriendo combustibles líquidos de alta densidad energética, el SAF se convierte en el principal vector de descarbonización de este modo. Hacia el final del horizonte, este energético alcanza el 50% de la demanda aérea, en línea con el límite máximo de mezcla considerado en la modelación (Aeronáutica Civil, 2025).

En conjunto, los escenarios permiten evaluar distintas trayectorias de transformación del sector transporte bajo una misma demanda de movilidad, pero con diferentes niveles de sustitución tecnológica y energética. Las principales diferencias entre escenarios se concentran en la electrificación del parque vehicular, la incorporación de gas natural e hidrógeno en carga pesada, la electrificación parcial de la flota fluvial y el uso progresivo de SAF en aviación. La **Tabla 1**

sintetiza los principales supuestos por escenario y constituye el punto de entrada a los resultados de la modelación.

Tabla 1. Principales supuestos por escenario para el sector transporte

Medida	Políticas declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Electrificación	Electrificación mínima impulsada por la inercia actual del mercado.	Transición en el segmento de pasajeros hacia la electrificación.	Alta electrificación del transporte carretero en segmentos de pasajeros y carga pesada.
Carga pesada	Renovación de flota de carga pesada con tecnologías convencionales.	Diversificación de energéticos en transporte pesado con gas natural y aplicaciones iniciales de hidrógeno al final del periodo.	Participación mínima pero relevante de hidrógeno verde para carga pesada.
SAF	Sin uso de SAF a escala comercial.	Incorporación de combustibles sostenibles (SAF) en aviación. Meta de producción de SAF de 100 Mgal en 2035 y de 450 Mgal en 2050 (Aeronáutica Civil, 2025). Porcentaje máximo de mezcla de SAF del 50%.	Máxima penetración de SAF para la descarbonización total del sector. Meta de producción de SAF de 100 Mgal en 2035 y de 450 Mgal en 2050 (Aeronáutica Civil, 2025). Porcentaje máximo de mezcla de SAF del 50%.

Fuente: Elaboración propia

2.2.2 Resultados escenarios sector transporte

Los resultados de la modelación muestran una divergencia creciente entre escenarios a partir de 2030. Hasta ese año, las trayectorias permanecen relativamente cercanas, con consumos totales entre 653 y 682 PJ, debido a que el parque vehicular existente seguirá operando durante varios años y su renovación ocurrirá de forma gradual. Durante la década 2030-2040 se materializa con mayor claridad las diferencias entre trayectorias, como resultado del efecto acumulado de la electrificación, la renovación de flota, la sustitución de energéticos y las

decisiones tempranas en materia de infraestructura y regulación. Hacia 2055, estas diferencias se traducen en matrices energéticas sectoriales con composiciones distintas.

La **Figura 3** muestra que el modo carretero domina la demanda energética del sector, con una participación cercana al 86% en el año base. La concentración de la demanda en el modo carretero explica por qué la transformación del transporte terrestre es determinante para modificar la trayectoria energética del sector. La aviación, aunque representa una participación menor, enfrenta una restricción tecnológica distinta. Dentro del horizonte analizado, su transición depende principalmente de la incorporación de SAF, debido a que los aviones seguirán requiriendo combustibles líquidos de alta densidad energética. Un mayor detalle del rol del SAF en el sector se amplía en la **Sección 3.5**.

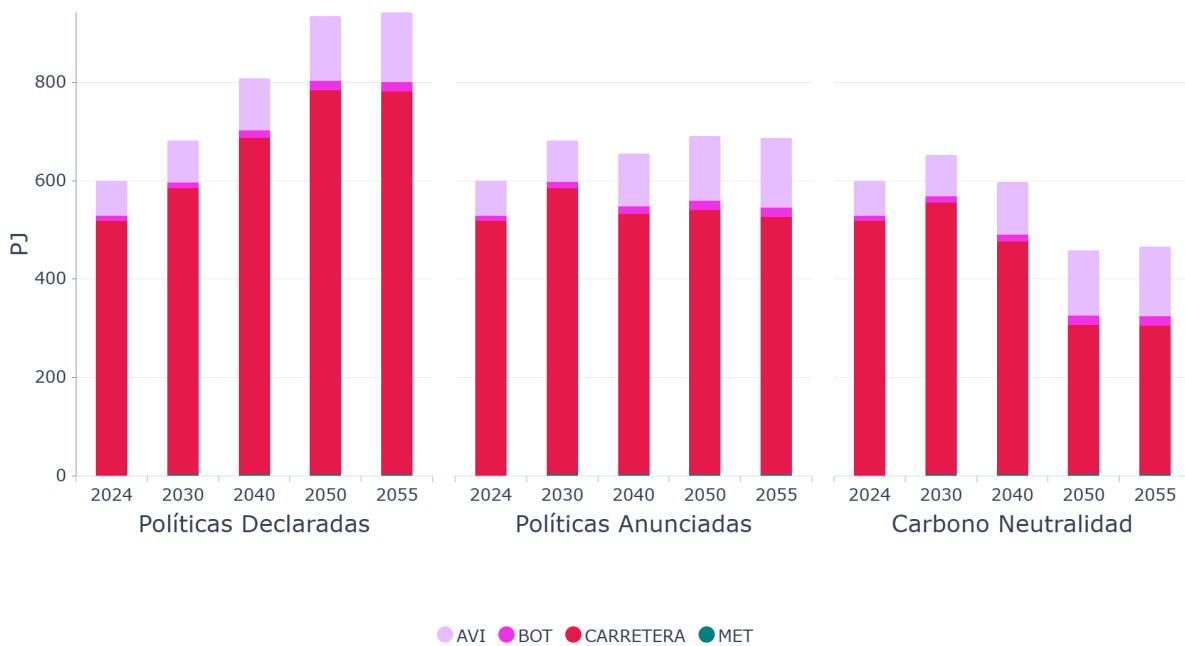


Figura 3. Demanda de energía final en el sector transporte por modo de transporte en los escenarios.

Un elemento central para interpretar los resultados es que las reducciones de demanda energética observadas en los escenarios PA y CN, respecto a PD, no representan una menor demanda de movilidad en el país. La demanda de transporte sigue creciendo en función de las variables poblacionales y económicas consideradas en la modelación. Lo que cambia entre escenarios es la cantidad de energía final requerida para atender la misma demanda de

movilidad. Al reemplazar motores de combustión interna por motores eléctricos, el sistema puede prestar el mismo servicio de transporte con una menor demanda energética, dado que un vehículo eléctrico recorre los mismos kilómetros que uno de gasolina consumiendo cerca de cinco veces menos energía (ICCT, 2021). Por tanto, la reducción de la demanda final responde principalmente a mejoras de eficiencia tecnológica y sustitución de energéticos, no a una disminución del servicio de movilidad.

En el escenario de Políticas Declaradas, la demanda energética del sector crece de forma sostenida hasta alcanzar cerca de 942 PJ en 2055, un 57% por encima del año base (**Figura 4**). Debido a la trayectoria tecnológica gradual y conservadora del escenario, el crecimiento de la demanda de movilidad se refleja en un aumento de la demanda energética. Hacia el final del horizonte, los combustibles fósiles siguen representando cerca del 92% de la matriz, distribuidos principalmente entre diésel (34%), gasolina (22%), gas natural (21%) y jet fuel (15%). La electricidad aumenta su participación hasta cerca del 8% en 2055, pero su penetración no modifica de forma estructural la composición energética del sector. En términos de emisiones, la integración del gas natural y las demás medidas contempladas permite una reducción total cercana al 22% frente a una trayectoria de continuidad sin cambio tecnológico, aunque la dependencia de combustibles fósiles permanece como rasgo dominante hacia el final del horizonte.

El cambio más visible dentro del escenario Políticas Declaradas es la expansión del gas natural, que pasa de 24 PJ en 2024 a 213 PJ en 2055. Dicho crecimiento se concentra principalmente en el transporte público que queda por fuera del alcance de los sistemas integrados de transporte masivo de las principales ciudades. El gas natural reduce parcialmente la presión sobre el diésel y puede cumplir una función de transición en aplicaciones donde la electrificación directa enfrenta barreras técnicas o económicas en el corto y mediano plazo. Sin embargo, su aporte depende de que se articule con una trayectoria posterior de electrificación y de que no genere inversiones de larga vida útil que retrasen opciones de cero emisiones cuando estas sean técnica y económicamente viables. En el modo aéreo, el escenario Políticas Declaradas no incorpora SAF a escala comercial y la demanda proyectada continúa siendo cubierta por Jet fuel.

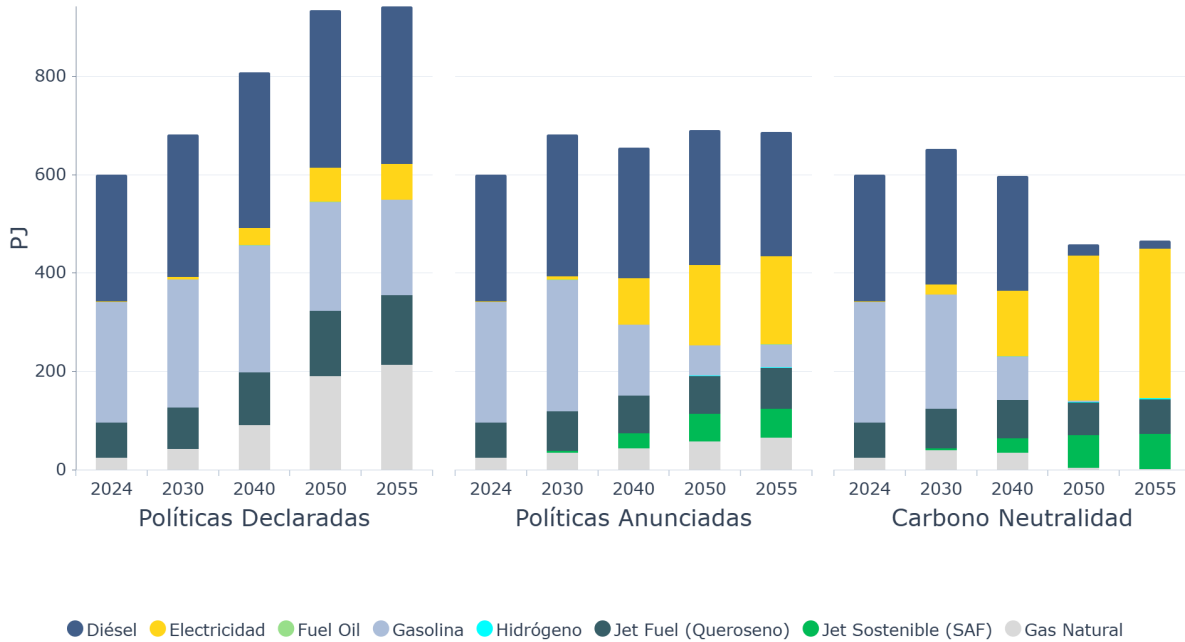


Figura 4. Demanda de energía final en el sector transporte por energético en los escenarios.

El escenario de Políticas Anunciadas representa la apuesta por una electrificación de mayor alcance, con buses urbanos e interurbanos electrificados, una meta de ventas del 100% de motocicletas eléctricas a 2035 y una aceleración en la adopción de tecnologías eléctricas en el parque liviano. Bajo tales supuestos, el consumo total cae a 687 PJ en 2055, un 26% por debajo del escenario PD en el mismo año. La penetración de BEV en segmentos livianos y motocicletas, junto con HEV y PHEV en segmentos de transición más lenta, reduce el consumo de gasolina de 245 PJ en 2024 a 46 PJ en 2055. A su vez, la electrificación extendida de buses urbanos e interurbanos amplifica el efecto energético de la transición, dado que cada unidad electrificada mueve más pasajeros y opera más horas que un vehículo liviano.

No obstante, el diésel se mantiene en 253 PJ en 2055, por encima del nivel del año base. El resultado evidencia una limitación central del escenario. Los avances en transporte de pasajeros, motocicletas y vehículos livianos no son suficientes para transformar la estructura energética del sector mientras la carga pesada mantenga una alta dependencia del diésel. En 2055, la electricidad alcanza cerca del 26% de la matriz, pero los combustibles fósiles siguen representando más del 65% de la demanda total, con el diésel como componente dominante. Lo anterior muestra que la transición del transporte requiere instrumentos específicos para la

renovación de flota de carga, infraestructura de carga en corredores nacionales, financiamiento y planeación logística de bajas emisiones.

En el modo aéreo, la transición energética sigue una ruta distinta y ocurre mediante la incorporación progresiva de SAF. La demanda aérea total crece de forma sostenida a lo largo del horizonte, pasando de 73 PJ en 2025 a cerca de 141 PJ hacia el final del periodo, impulsada por la expansión del transporte de pasajeros y carga (**Figura 5**). A diferencia del transporte terrestre, donde la electrificación reduce la demanda final por la mayor eficiencia de los vehículos eléctricos, la aviación seguirá dependiendo de combustibles líquidos de alta densidad energética. En el escenario de Políticas Anunciadas, el SAF alcanza una participación del 13% en 2035 y del 42% en 2050. Ese nivel de penetración implica la necesidad de desarrollar cadenas de valor para combustibles sostenibles, incluyendo materias primas, plantas de producción, certificación de mezclas, infraestructura logística y regulación de mercado. Un análisis complementario de SAF se presenta en la sección de oferta de bioenergía (Sección 3.5).

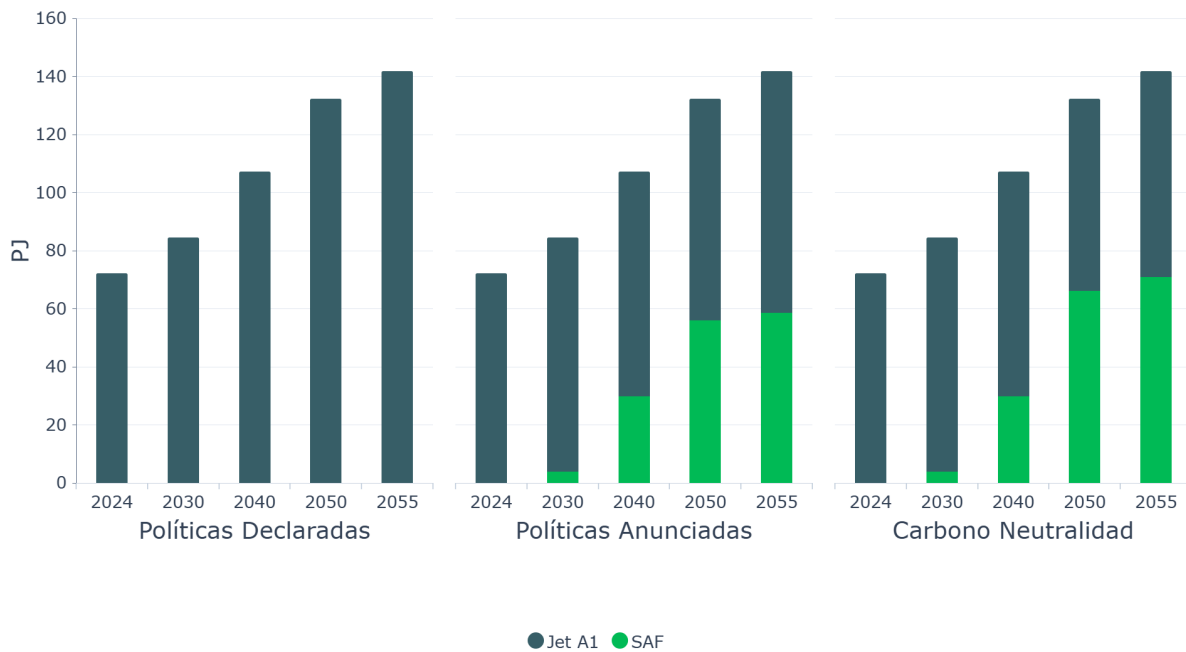


Figura 5. Demanda de energía final en el modo de transporte aéreo en los escenarios.

El escenario de Carbono Neutralidad logra la mayor reducción de la demanda energética del sector. En 2055, el consumo cae a 465 PJ, un 50% por debajo del escenario de Políticas Declaradas en el mismo año. La reducción proyectada refleja una transformación profunda en la forma en que se presta el servicio de transporte. La movilidad proyectada se atiende con una

menor cantidad de energía final debido a la electrificación masiva del parque terrestre, la mejora de eficiencia y la incorporación de SAF. En el modo carretero, la demanda pasa de 789 PJ en 2055 en el escenario PD a 302 PJ en el escenario CN, con la electricidad alcanzando cerca del 95% de la demanda energética en carretera.

La matriz energética del escenario de Carbono Neutralidad en 2055 muestra una reconfiguración frente al año base. La electricidad alcanza cerca del 65% de la demanda total del sector, el SAF representa alrededor del 15%, el jet fuel una participación cercana al 15% y los combustibles fósiles convencionales suman cerca del 5%. Esta distribución contrasta con la situación de 2024, cuando los combustibles líquidos cubrían la mayor parte de la demanda sectorial. En aviación, el SAF llega al 50% de la demanda al final del periodo, equivalente a cerca de 70 PJ. En conjunto, el escenario de Carbono Neutralidad confirma que la reducción de demanda energética no proviene de una menor actividad de transporte, sino de un cambio tecnológico y energético profundo.

La década 2030-2040 constituye el periodo crítico de inflexión para las tres trayectorias. Las decisiones de compra de vehículos, infraestructura, regulación, financiamiento y desarrollo de cadenas de suministro que se adopten antes y durante este periodo condicionarán la composición energética del sector hacia 2055. Lo anterior se debe a que los vehículos adquiridos durante esa ventana pueden operar durante 15 a 20 años, especialmente en segmentos de transporte público y carga. Por tanto, una política que retrase la transición más allá de 2035 tendrá menos margen para corregir rezagos antes del final del horizonte.

Desde el punto de vista de las emisiones, la permanencia de combustibles fósiles limita la contribución del transporte a las metas climáticas del país. En el escenario de Políticas Declaradas, la alta participación de diésel, gasolina, gas natural y jet fuel mantiene una presión sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y sobre contaminantes locales asociados al transporte, especialmente en ciudades y corredores logísticos. En el escenario de Políticas Anunciadas, la electrificación de transporte de pasajeros reduce esa presión, pero la persistencia del diésel en la carga pesada limita la profundidad de la reducción. En el escenario de Carbono Neutralidad, la combinación de electrificación y SAF permite una reducción más profunda de la intensidad de carbono del sector, siempre que la electricidad provenga de una matriz cada vez más limpia y que los combustibles sostenibles se produzcan bajo criterios ambientales robustos.

Los resultados también permiten diferenciar el papel de los energéticos. La electricidad aparece como el energético principal para los segmentos técnicamente viables del transporte carretero y determina la profundidad de la transformación en los escenarios. El gas natural cumple roles

diferenciados según el escenario. En PD representa la alternativa principal para los buses fuera de los sistemas integrados, con una expansión relevante a lo largo del horizonte. En PA cumple una función transitoria en buses mientras avanza su electrificación, y un papel complementario en la carga pesada donde la electrificación directa enfrenta mayores restricciones. En CN su participación es mínima y puntual, acotada a aplicaciones de alta exigencia operacional donde la electrificación enfrenta barreras técnicas persistentes. En los tres escenarios, su aporte depende de que no genere inversiones de larga vida útil que retrasen opciones de cero emisiones. El hidrógeno verde cumple una función complementaria en la carga pesada de larga distancia, con una participación por debajo del 0,3% de la demanda total en 2055. El SAF es el energético clave para la descarbonización de la aviación. El diésel permanece como el energético de mayor rezago, debido a su persistencia en la carga pesada incluso en escenarios de mayor ambición.

La eficiencia energética opera de forma transversal en los tres escenarios y no se expresa como una trayectoria independiente sino como parte integral de cada uno. Las mejoras en el desempeño de los vehículos convencionales, las buenas prácticas operativas en el transporte de carga y la modernización de los sistemas de gestión de flotas contribuyen a moderar el crecimiento de la demanda en todos los escenarios, incluso antes de que el recambio tecnológico alcance mayor escala. El efecto de la eficiencia energética no es separable del conjunto de medidas que define cada trayectoria, pero reduce la demanda final, disminuye costos de operación y facilita que las tecnologías de cero y bajas emisiones alcancen una mayor participación en el mercado.

La transformación planteada en los escenarios requiere habilitadores de política pública que permitan materializar el cambio tecnológico sin generar barreras desproporcionadas para usuarios, pequeños transportadores o territorios con menor capacidad de inversión. Entre ellos se encuentran la infraestructura de carga eléctrica en zonas urbanas y corredores interurbanos, el acceso a financiamiento para renovación de flotas, la planeación de corredores logísticos de bajas emisiones, los estándares de eficiencia vehicular, el robustecimiento del transporte público y el desarrollo de cadenas de valor nacionales para el SAF. Desde la perspectiva de la transición energética justa, tales condiciones son necesarias para que los beneficios de la transformación, como menores costos operativos, mejor calidad del aire, reducción de emisiones y mayor seguridad energética, puedan distribuirse de manera amplia entre los actores del sistema de movilidad.

En síntesis, la modelación del sector transporte muestra que la brecha entre escenarios no está determinada únicamente por la disponibilidad tecnológica, sino por la velocidad de adopción y

por la capacidad institucional, financiera y productiva para materializar las inversiones requeridas. La transformación del sector depende de la coordinación entre renovación tecnológica, eficiencia energética, electrificación, combustibles sostenibles, infraestructura y financiamiento. Debido a que el transporte concentra la mayor proporción de la demanda final del país, su trayectoria condiciona de manera directa los objetivos de seguridad energética, competitividad, calidad del aire, descarbonización y transición energética justa del PEN. Las decisiones que se adopten antes de 2030 y durante la década 2030-2040 serán determinantes para definir si Colombia avanza hacia una trayectoria compatible con el escenario CN o si consolida una senda más cercana al escenario PD.

2.3 Sector Industrial

El sector industrial se posiciona como el segundo consumidor de energía del país. En 2024, su demanda superó los 300 PJ, lo que representó el 21,4% del consumo total nacional. Esta demanda se concentra principalmente en las industrias de alimentos, bebidas y minerales no metálicos, subsectores caracterizados históricamente por un uso intensivo de energéticos fósiles como el carbón, el gas natural, otros derivados del petróleo y la biomasa.

A nivel económico, la industria manufacturera ha mantenido una participación en el Producto Interno Bruto (PIB) nacional que ha fluctuado entre el 11% y el 13% en los últimos años (DANE, 2026). La evolución macroeconómica de este sector en Colombia estará condicionada por las actuales estrategias nacionales de reindustrialización y sofisticación productiva, las cuales buscan diversificar la canasta exportadora y aumentar el valor agregado de la manufactura; una transición que reconfigura las cadenas de suministro y los patrones futuros de demanda energética.

La transformación física de materias primas que sustenta la manufactura, y la agregación de valor requiere de flujos continuos de energía. Por lo tanto, comprender la dinámica del sector implica enfocarse en los procesos operativos que habilitan la producción final. Según las estimaciones del Balance de Energía Útil (UPME, 2019), el consumo industrial está dominado por los procesos térmicos, donde el 44% corresponde a calor indirecto (por ejemplo, generación de vapor en calderas), y el 43% a calor directo (como el uso de hornos). Por su parte, la fuerza motriz que abarca motores, bombas, refrigeración y aire acondicionado equivale al 11%, mientras que otros usos menores, como la iluminación, concentran el 2% restante (UPME, 2019).

Considerando la alta participación de los procesos térmicos y la dependencia de combustibles fósiles, la modelación del sector industrial evalúa la transformación de los usos finales de la energía mediante un conjunto de supuestos y medidas específicas. Estas se clasifican en dos grandes categorías: las enfocadas en la eficiencia y las mejores prácticas, lo que incluye cambios tecnológicos, y aquellas relacionadas con la limitación o sustitución de energéticos. En ese sentido, las siguientes subsecciones presentan los insumos utilizados para modelar las trayectorias del sector industrial y los resultados por escenario.

2.3.1 Insumos para la modelación del sector industrial

La modelación de los escenarios del sector industrial contempla las estrategias de transformación productiva y reconversión tecnológica, alineadas con la Política Nacional de Reindustrialización (CONPES 4129), el Plan Estratégico de Reindustrialización del Tomo I (UPME, 2025) y la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (2024). Estos instrumentos establecen la necesidad de desarrollar nuevas cadenas de valor industriales, la incorporación de esquemas de economía circular y promover infraestructuras de bajas emisiones, con el propósito de consolidar la eficiencia energética y la diversificación productiva como ejes de competitividad en el marco de la TEJ.

A nivel de la modelación, las tecnologías de demanda industrial consideran tres niveles de eficiencia: baja, media y alta. En cuanto a los usos finales, además de los usos térmicos, el sector industrial incluye demandas eléctricas específicas asociadas a fuerza motriz, climatización, iluminación y refrigeración. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, dado que el consumo térmico representa más del 85% del total energético en este sector, la prioridad se centra en las medidas y estrategias dirigidas a usos de calor directo e indirecto.

En el escenario de Políticas Declaradas, las medidas propuestas se basan en los usos principales y en los documentos mencionados al inicio. En particular, se incorporan de manera transversal los biopotenciales técnicos (UPME y CORPOEMA, 2025) a fin de condicionar el aprovechamiento de la biomasa industrial a la disponibilidad real del recurso a nivel nacional. En este escenario, la modelación excluye el desarrollo del hidrógeno y del biogás como vectores energéticos para la descarbonización de procesos térmicos, y mantiene libre de restricciones el consumo de combustibles fósiles tradicionales, tales como el carbón y el gas natural.

Por su parte, el escenario de Políticas Anunciadas introduce la sustitución progresiva del carbón térmico en procesos de calor directo e indirecto, conservando la participación del gas natural en la matriz industrial, que se complementa con mejoras de eficiencia en sus usos finales.

Asimismo, este escenario considera las proyecciones de demanda del biogás y el bagazo de la Hoja de Ruta TEJ (2024), y adopta medidas de sistemas de gestión energética (SGEn) y buenas prácticas operacionales (UPME, 2022).

Por último, el *escenario de Carbono Neutralidad*, además de incorporar las proyecciones de bioenergéticos y las medidas mencionadas para el escenario anterior, plantea la transformación estructural de la demanda sectorial. Esta transformación se da mediante la electrificación intensiva de los procesos térmicos de baja y media temperatura y la sustitución total del carbón en calderas y hornos industriales para la década de 2030. La implementación efectiva de este escenario en la industria y en los demás sectores depende de instrumentos y condiciones normativas que deberán desarrollarse en el país. Para materializar este nivel de ambición, el modelo asume un recambio tecnológico acelerado hacia las Mejores Tecnologías Disponibles en el mundo (BAT, por sus siglas en inglés). Adicionalmente, se habilita el uso de tecnologías de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS), al igual que en bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) en subsectores clave como el cementero, minerales no metálicos, siderurgia y petroquímica⁶.

La **Tabla 2** presenta un resumen comparativo de los supuestos y medidas del sector industrial, para los tres escenarios del modelo del PEN. Esta estructura permite observar el escalamiento en la ambición de las metas de eficiencia energética y el reemplazo de combustibles de origen fósil, partiendo de la trayectoria base definida en el escenario de Políticas Declaradas.

Tabla 2. Principales supuestos por escenario para el sector industrial

Medida	Políticas declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Oferta	Se incluyen de forma transversal los biopotenciales técnicos para las rutas de biomasa seleccionadas (UPME y CORPOEMA, 2025).		
Calor directo e indirecto	No se incluyen medidas. Sujeto a proyecciones de demanda incorporadas en las tecnologías de uso final.	Sustitución gradual del carbón en calderas y hornos industriales: reducción del ~40-58% hacia 2050, manteniendo carbón residual.	Eliminación completa del carbón en calderas y hornos industriales hacia 2035.

⁶ Para un análisis más detallado sobre el potencial de captura de CO₂ estimado en el modelo, véase el capítulo IV de emisiones.

Medida	Políticas declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Calor directo industrial	No se incluyen medidas. Sujeto a proyecciones de demanda incorporadas las tecnologías de uso final.		Electrificación del 10% de los procesos de calor directo en industria a partir de 2035
Demanda hidrógeno	Sujeto a proyecciones de demanda incorporadas las tecnologías de uso final		Participación mínima de H ₂ verde en procesos industriales de alta temperatura. Trayectoria de Hoja de Ruta TEJ.
Eficiencia energética	No se incluyen medidas. Sujeto a proyecciones de demanda incorporadas las tecnologías de uso final con equipos de baja y media eficiencia.	Los usuarios implementan buenas prácticas de operación (BPO), y se presenta un aumento gradual en la implementación de sistemas de gestión energética (SGEn).	
Potencial de Captura de CO₂	Sujeto a proyecciones de demanda incorporadas las tecnologías de uso final		Se realiza una estimación del potencial de captura orientado a las tecnologías de hornos que emplean biogás, bagazo y residuos como fuente de energía para implementación de BECCS.

Fuente: Elaboración propia

2.3.2 Resultados escenarios sector Industrial

La demanda de energía en el sector industrial se presenta como un agregado de todos los subsectores manufactureros y se presenta en la **Figura 6**. Los resultados de la modelación evidencian que el escenario de Políticas Declaradas mantiene un comportamiento tendencial, con una demanda total que parte de 281 PJ en el año base (2024), asciende a 307 PJ en 2030 y alcanza 546 PJ en 2055.

En este escenario, la matriz de demanda final no logra desacoplarse del uso intensivo de combustibles fósiles, cuya participación se mantiene por encima del 50% hasta 2033 y desciende posteriormente hasta cubrir el 39% de la demanda hacia el final del horizonte de planeación. Al cierre de 2055, la matriz sectorial se reconfigura aumentando la participación de la electricidad (30,8%) y la biomasa (21.4% bagazo y 8,7% residuos). Este avance disminuye la participación de las fuentes fósiles, donde el carbón representa el 21,5% y el gas natural el 16,5% , mientras que los combustibles líquidos alcanzan valores marginales, con un 0.6% para el GLP y un 0,5% para el diésel.

Con respecto al escenario de Políticas Anunciadas, este presenta una demanda total de 281 PJ en el año 2024 y de 288 PJ en 2030, hasta alcanzar 510 PJ en 2055. En este escenario, la participación de los combustibles fósiles también se mantiene por encima del 50% iniciando la década de 2030, y se reduce al 32% al cierre del horizonte de planeación. Por su parte, el escenario de Carbono Neutralidad, dada su mayor ambición, registra una demanda total de 281 PJ en 2024 y de 274 PJ en 2030, y alcanza 506 PJ en 2055. En este caso, la participación de los combustibles fósiles desciende de forma más pronunciada, pasando del 55% en 2024 al 38% en 2030, el 25% en 2035 y el 11% en 2055.

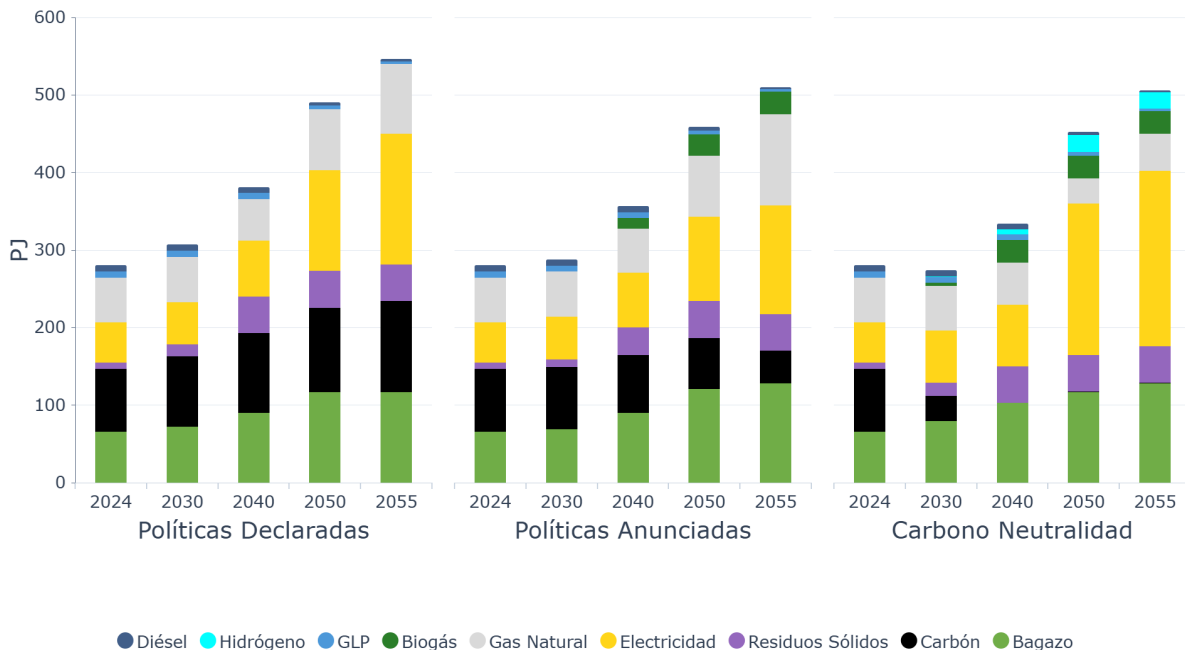


Figura 6. Consumo energético del sector industrial por escenario.

En particular, una de las apuestas principales para la modelación de los escenarios PA y CN es la reducción progresiva del carbón térmico. En el escenario Políticas Anunciadas, el uso del carbón térmico se reduce desde una participación inicial cercana al 29%, unos 81 PJ en 2025, hasta alcanzar el 8% en el año 2055, equivalente a 42 PJ. En línea con esta tendencia y las proyecciones de demanda, en el escenario Carbono Neutralidad habría una sustitución total del carbón para el año 2035, lo que representa un hito para el proceso de reindustrialización nacional.

Entre los demás energéticos fósiles, el gas natural se mantiene relativamente estable hasta 2040, en un rango aproximado de 54 a 58 PJ, y a partir de ese año su trayectoria diverge según el escenario. En los escenarios PD y PA, su consumo crece en sustitución parcial del carbón, hacia el final del horizonte y alcanza 90 PJ y 117 PJ en 2055, equivalentes al 17% y al 23% de la demanda respectivamente. En el escenario CN, por el contrario, se reduce hasta un nivel residual de 32 PJ, correspondiente al 7% de la demanda en 2050, como resultado de la electrificación y el avance de la bioenergía. El diésel y el GLP, por su parte, conservan un papel marginal y estrictamente decreciente en los tres escenarios. El consumo de diésel disminuye de 8,1 PJ en 2024 a 2,9 PJ en 2055, y el de GLP de 7,8 PJ a 3,3 PJ en el mismo periodo, de modo que la participación de cada uno se reduce del 3% al 1% de la demanda total a lo largo del horizonte.

Frente a las trayectorias de PD y PA, y los desafíos que implica la transformación del sector industrial, la estrategia para reducir la dependencia de fuentes fósiles convencionales se centra en la electrificación, la eficiencia energética, la bioenergía y el aprovechamiento integral de los residuos. Estos elementos permiten que sectores intensivos en energía (como alimentos, bebidas y tabaco; minerales no metálicos, y minería y cantería) puedan reducir esta dependencia (MME, 2024).

Así, en el escenario de Carbono Neutralidad, el consumo de electricidad crece de forma sostenida y casi duplica su participación entre 2035 y 2055, al pasar del 23% al 45% de la demanda, lo que representa un aumento de 68 a 227 PJ⁷. Este proceso se sustentaría en la sustitución de hornos convencionales por hornos eléctricos y en la adopción generalizada de bombas de calor para procesos de baja y media temperatura, entre 120 y 600 °C (MME, 2024). Cabe señalar que el grado de electrificación no explica por sí solo el desacople de los combustibles fósiles, que depende también del aporte de la bioenergía y de las medidas de

⁷ En los escenarios PD y PA, su participación es menor y alcanza valores máximos del 31% y del 27% al final del horizonte de planificación.

eficiencia. Esta mayor descarbonización se sustenta en el mayor aprovechamiento de la bioenergía y en la adopción progresiva de buenas prácticas de operación y de sistemas de gestión energética en PA y CN, permitiendo reducir entre un 8% y un 12% el consumo en los procesos de calor directo e indirecto.

Con respecto al comportamiento de la bioenergía en la matriz industrial, el bagazo de caña de la industria de ingenios azucareros del país aporta una base sólida y estable en los tres escenarios, con una contribución que oscila entre 60 PJ (4 Mton) y 130 PJ (8 Mton) a lo largo del horizonte. A esta base se suma el biogás, cuya integración en procesos de calor directo e indirecto se proyecta a partir de 2035 en los escenarios PA y CN, hasta alcanzar una participación máxima de alrededor de 29 PJ, equivalente a alrededor del 6% de la demanda total hacia 2050. El bagazo y el biogás para usos térmicos se concentran principalmente en sectores industriales como el de alimentos, bebidas, tabaco, y pulpa, papel e imprenta (MME, 2024). Por otro lado, el aprovechamiento energético de los residuos sólidos complementa esta canasta energética, partiendo de 9 PJ en 2024, y convergiendo a un nivel estable cercano a 47 PJ al final del horizonte en los tres escenarios, lo que representa el 9% de la demanda total.

La diferencia entre los escenarios radica en el ritmo de incorporación: mientras que en los escenarios PD y PA avanza de forma más gradual, en el escenario CN es más temprana y acelerada. Junto a esto, en el escenario CN el hidrógeno de bajas emisiones se integraría en el sector industrial, en aplicaciones de calor directo de alta temperatura, cerca de los centros de producción de hidrógeno verde que se espera se establezcan en el país (GIZ, 2023). Al incorporar las proyecciones de demanda de hidrógeno (MME, 2024), su consumo alcanzaría los 2 PJ en 2035 y los 21 PJ a partir de la década de 2050, para cubrir así un 4% de la demanda total del sector industrial.

Aunque el despliegue del hidrógeno ha avanzado a un ritmo más lento de lo provisto (ver sección 3.6), el sector continúa progresando y alcanzando hitos importantes⁸ (IEA, 2025). En el contexto industrial colombiano, la transformación requerida para adoptar el hidrógeno exige inversiones y cambios estructurales profundos, especialmente en el sector siderúrgico, actuará como agente reductor del hierro en la transición de altos hornos hacia tecnologías de Reducción Directa (DRI) (Camargo-Bertel A.A. et al., 2026). En ese contexto, se proyecta que el sector industrial nacional priorice la implementación de medidas de eficiencia energética y la sustitución gradual de combustibles, mientras que las tecnologías de captura (CCS) y la integración del hidrógeno en la cadena de producción de acero se situaría hacia 2040, pues

⁸ Vease el *Global Hydrogen Review 2025*.

ambas opciones enfrentan altos costos de capital y brechas de infraestructura de transporte (GGGI, 2025).

Además, para asegurar que la modernización del sector industrial sea efectiva y sostenible desde una perspectiva socioeconómica, también es fundamental considerar la geografía del país. Según el atlas de la geografía industrial de Colombia (DANE, 2023), la actividad manufacturera está concentrada en 109 municipios (de 1.122 a nivel nacional), los cuales agrupan el 39% de la ocupación industrial. Por esto, el reto logístico de proveer grandes volúmenes de biomasa o de electrificar procesos térmicos debe enfocarse estratégicamente en los distritos industriales y aglomeraciones sectoriales (DANE, 2023). Si bien muchos residuos agrícolas y forestales tienen un costo marginal bajo en el punto de origen (por tratarse de un residuo de otras actividades productivas), su aprovechamiento energético plantea desafíos por su baja densidad energética, alta humedad y dispersión geográfica. El transporte de biomasa cruda a largas distancias implica movilizar grandes volúmenes de material no aprovechable y agua, lo que incrementa los costos operativos y hace inviables los proyectos que no se ubiquen en las proximidades de la fuente de generación (UPME y CORPOEMA, 2025).

La estrategia de sustitución directa de combustibles fósiles por biomasa, para los escenarios PA y CN, se focaliza técnica y financieramente *in situ*, para priorizar los *clusters* agroindustriales que procesan la materia prima. Junto a esto, será fundamental desarrollar corredores logísticos sostenibles, infraestructura intermodal de bajo carbono y la renovación acelerada de la flota de transporte, habilitando la interconexión del país y las condiciones para la integración económica de regiones con alto potencial de crecimiento futuro en su consumo energético.

La descarbonización del sector industrial requiere estrategias diferenciadas según la localización y vocación productiva de las empresas. Mientras que sectores como el de alimentos, bebidas y papel continúan aprovechando residuos locales como el bagazo y el biogás, aquellas instalaciones alejadas de estas fuentes pueden transitar hacia la electrificación, la implementación de bombas de calor y el uso de hidrógeno de bajas emisiones. Por su parte, para las industrias urbanas y pesadas (como la cementera y siderúrgica), la transición puede ser viable mediante bioenergéticos avanzados a través de dos mecanismos: el coprocesamiento de biomasa sólida densificada (*pellets*, briquetas y Combustibles Sólidos Recuperados - CSR), cuya densidad energética reduce los costos logísticos de transporte, y la inyección de biometano a la red de gas natural, tal como lo demuestra el proyecto de EPM en la PTAR San Fernando (UPME y CORPOEMA, 2025).

La viabilidad de este enfoque territorial se evidencia en casos de éxito nacionales, en los que se han superado las barreras logísticas mediante la generación en el punto de acopio. Por ejemplo, se destacan la planta termoeléctrica en Villanueva (Casanare), que opera con cascarilla de arroz y biomasa forestal; el sector panelero, que aprovecha cerca de 6 millones de toneladas anuales de bagazo de caña; y los sistemas de biogás integrados en las industrias porcícola y avícola, como la Incubadora Santander y La Fazenda (UPME y CORPOEMA, 2025).

De esta manera, la correcta identificación de las vocaciones industriales y de las especializaciones territoriales asegura la viabilidad y costo-efectividad de las medidas de transición energética⁹, diferenciando entre sectores prioritarios para la biomasa (en los que el balance logístico es favorable) y sectores en los que son más pertinentes otras rutas tecnológicas.

En definitiva, la transformación tecnológica del sector industrial, particularmente para los escenarios PA y CN, debe entenderse no sólo como un proceso de sustitución de combustibles, sino como una oportunidad para reconfigurar la estructura productiva, financiera y territorial del país. La modernización de equipos, la eficiencia energética, la electrificación de procesos, la incorporación de bioenergía e hidrógeno de bajas emisiones, y el desarrollo de infraestructura logística y capacidades técnicas especializadas exigirán nuevas inversiones y esquemas de financiamiento que fortalezcan las cadenas de valor nacionales. Por ello, es necesario habilitar la creación y consolidación de pymes, ampliar la oferta laboral, reducir la dependencia tecnológica externa y fortalecer las capacidades productivas del país (UPME, 2025). En línea con la Política Nacional de Reindustrialización, la descarbonización del sector industrial se concibe como un motor de desarrollo económico y territorial, orientada a diversificar y sofisticar la oferta interna, fomentar la economía circular, cerrar brechas tecnológicas regionales, generar empleo de calidad y mejorar las condiciones de vida en los territorios.

2.4 Sector residencial

El sector residencial es el tercer consumidor de energía final del país. En 2024 consumió aproximadamente 283 PJ, equivalente al 20% de la demanda energética total nacional. Cerca del 40% de esa demanda se concentró en el uso de cocción, siendo este el más representativo.

⁹ Por ejemplo, se cuenta con los territorios de especialización como el clúster de alimentos en Envigado, el clúster químico aglomerado en 10 municipios de Cundinamarca, el farmacéutico en Barranquilla o el metalúrgico en Sogamoso (DANE, 2023).

La demanda energética del sector residencial ha mostrado una tendencia relativamente estable en los últimos años, ubicándose alrededor de 275-283 PJ entre 2022 y 2024. La composición de la matriz energética del sector está marcada por dos energéticos predominantes: la leña, que en 2024 representaba 100,5 PJ y para la cual se busca una reducción progresiva de la mano de programas como el Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL), y la electricidad, que se ha mantenido entre 83-89 PJ en el mismo periodo. El gas natural y el GLP completan la matriz con participaciones relativamente estables de alrededor de 67-69 PJ y 24 PJ respectivamente. Esta composición evidencia que el sector residencial colombiano enfrenta una dualidad estructural: mientras los hogares urbanos dependen principalmente del gas natural y la electricidad, los hogares rurales mantienen una alta dependencia de la leña como energético principal para la cocción, uso que concentra cerca del 90% de la demanda energética rural.

El crecimiento de la demanda energética residencial está estrechamente ligado al aumento del número de hogares en el país. Según la Encuesta de Calidad de Vida 2025 del DANE, Colombia cuenta con 18,9 millones de hogares, con un tamaño promedio de 2,82 personas por hogar (DANE, 2025), reflejando una tendencia de reducción en el tamaño de los hogares observada en los últimos años.

Más allá del consumo energético, la alta dependencia de la leña en zonas rurales, donde el 37% de los hogares cocina con este energético, genera impactos directos en la salud pública (UPME, 2025). Según la Organización Mundial de la Salud, alrededor de 2.100 millones de personas en el mundo cocinan con fuegos abiertos o fogones poco eficientes que utilizan biomasa como combustible, generando contaminantes dañinos en el aire doméstico con efectos graves sobre la salud, especialmente de mujeres, niños y adultos mayores (OMS, 2025). En el contexto colombiano, la mujer es la principal encargada de recolectar la leña y preparar los alimentos, lo que convierte la sustitución de este energético en una prioridad tanto energética como de justicia de género. Adicionalmente, el sector enfrenta retos significativos: 1,33 millones de viviendas aún sin acceso al servicio eléctrico según el ICEE 2024 (UPME, 2024), una infraestructura de gas natural insuficiente para atender los territorios rurales dispersos, y barreras económicas que limitan el acceso de los hogares de menores ingresos a tecnologías más eficientes.

La transformación del sector residencial constituye una de las principales expresiones de la Transición Energética Justa, ya que sus resultados trascienden la reducción del consumo energético y de las emisiones para incidir directamente sobre la calidad de vida, el acceso equitativo a los servicios energéticos y el bienestar de los hogares. La adopción de nuevas tecnologías y su sostenibilidad en el tiempo dependen también de las inversiones en

infraestructura y el despliegue necesario para garantizar los servicios energéticos con cobertura, confiabilidad y asequibilidad. Por esta razón, dentro de la modelación se incluyeron supuestos que permiten proponer al país estrategias para la construcción de medidas de política pública orientadas a una transición energética justa en el sector residencial.

2.4.1 Insumos para la modelación del sector residencial

Los usos considerados en la modelación del sector residencial fueron: cocción, refrigeración, iluminación, climatización, televisión, lavadoras, calentamiento de agua y otros dispositivos. Estos usos permiten representar de manera integral los requerimientos energéticos del sector residencial, así como las oportunidades de sustitución tecnológica y electrificación en los distintos escenarios. Los valores de demanda están diferenciados en el modelo por subsectores: rural, urbano y ZNI.

Como se describió anteriormente, la cocción presenta comportamientos diferenciados entre zonas urbanas y rurales, tanto en magnitud como en los energéticos utilizados, siendo la leña el energético dominante en la ruralidad con una eficiencia del 14% frente al 51%-63% del gas natural y GLP y al 75%-90% de la electricidad. Esta dualidad es el punto de partida para las medidas de sustitución tecnológica consideradas en los escenarios.

Con el fin de orientar la transición hacia tecnologías más limpias y eficientes, y acercarse a la justicia energética, es clave reducir el uso de Combustibles de Uso Ineficiente y Altamente Contaminantes (CIAC), categoría que comprende la leña, el carbón de leña y los residuos sólidos utilizados para cocinar. Por esta razón, en este plan se consideraron dos instrumentos de política pública existentes en la actualidad:

- El primero es el Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL), que promueve la introducción de tecnologías eficientes de cocción para reducir las emisiones contaminantes en interiores y mitigar los impactos sobre la salud y el ambiente. Para cada escenario de modelación se tomó como referencia la cantidad de hogares a sustituir proyectada en los correspondientes escenarios del PNSL, tal como se presenta en la Tabla 3.
- El segundo, el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI-PROURE 2022-2030), que establece metas y medidas específicas para la eficiencia energética en el sector residencial, e incluye la sustitución progresiva de tecnologías de cocción basadas en leña por opciones más eficientes y con menores emisiones.

Estos instrumentos sirven como marco de referencia para las trayectorias de sustitución tecnológica consideradas en los escenarios de modelación.

Tabla 3. Sustitución de leña por tipo de combustible

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Políticas Declaradas (Escenario de trayectoria actual PNSL)							
Total Hogares a sustituir (miles)	21	15	16,5	19	18	23	112,5
Políticas Anunciadas (Escenario de tendencia media PNSL)							
Total Hogares a sustituir (miles)	42	30	33	38	36	46	225
Carbono Neutralidad (Escenario de referencia PNSL)							
Total Hogares a sustituir (miles)	50	50	50	50	50	50	300

Fuente: A partir de (UPME, 2025).

El escenario de Políticas Declaradas representa una línea base que refleja el impacto de las políticas actuales sobre la demanda del sector residencial. Frente a los retos identificados, este escenario aborda de manera gradual y limitada tanto la sustitución de la leña en zonas rurales como las medidas de eficiencia energética, sin lograr transformaciones estructurales en los patrones de consumo energético de los hogares.

Para cocción, se selecciona el escenario de tendencia actual del PNSL, que incorpora un alcance conservador para la sustitución de leña, según la Tabla 3. En zonas rurales, el escenario promueve la sustitución progresiva de la leña por alternativas más eficientes como el GLP, el gas natural, la electricidad y el biogás. Esta transición es gradual y limitada, dadas las restricciones de acceso a estos energéticos en zonas rurales. En el ámbito urbano, se promueve la adopción de gas natural en estratos 1 a 3 y parcialmente en estrato 4, mientras que en estratos altos (5 y 6) se incentiva el uso de tecnologías eléctricas, particularmente de inducción. La leña cuenta con una participación residual (~0,5%), asociada a usos culturales.

Las medidas implementadas en usos diferentes a cocción incluyen la sustitución progresiva de tecnologías ineficientes en iluminación, refrigeración y climatización. En iluminación, se promueve la adopción de tecnologías LED, con una transición gradual hacia equipos de mayor eficiencia. En refrigeración, se favorece la sustitución de equipos antiguos por neveras con etiquetado A, para restringir la entrada de tecnologías de baja y media eficiencia. En climatización, se limita progresivamente la incorporación de equipos de baja eficiencia, mientras que los ventiladores mantienen una participación del 39,55% de la demanda de climatización. En calentamiento de agua, se limita el crecimiento del consumo de gas natural a un máximo equivalente al 5% de la demanda de 2024.

El escenario de Políticas Anunciadas busca acelerar la transición energética del sector residencial mediante medidas más exigentes que las actualmente implementadas, pero que han sido anunciadas o comprometidas en instrumentos de política pública como el PAI-PROURE. Su ambición es reducir de manera más significativa la dependencia de la leña en zonas rurales y promover la adopción de tecnologías eficientes en todos los usos finales, avanzando hacia una matriz energética más limpia y eficiente sin requerir aún una transformación estructural completa.

Las medidas incorporadas incrementan la ambición de las trayectorias del escenario Políticas Declaradas, introduciendo restricciones progresivas a la compra de equipos de baja eficiencia en refrigeración y climatización, y acelerando la sustitución de tecnologías de baja eficiencia. En cocción, se implementa el escenario de tendencia media del PNSL, con una mayor penetración de combustibles alternativos en zonas rurales, incorporando el biogás como alternativa de sustitución con una participación aproximada del 10% al finalizar el periodo de análisis. En iluminación, se restringe la venta de tecnologías de media y baja eficiencia a partir de 2030, consolidando la tecnología LED como estándar. En calentamiento de agua, se implementan las medidas contempladas en el PAI-PROURE, para mejorar la eficiencia del parque tecnológico instalado.

Por último, el escenario de Carbono Neutralidad plantea la transformación más ambiciosa del sector residencial, con la electrificación masiva de la cocción como eje central. Su objetivo es reducir de manera estructural la dependencia de combustibles fósiles y leña, abordando de forma integral los retos de salud, equidad y emisiones identificados en el sector. Este escenario reconoce que alcanzar la carbono neutralidad en el sector residencial requiere no solo medidas de eficiencia sino inversiones significativas en infraestructura eléctrica y mecanismos de política pública que garanticen una transición energética justa para los hogares más vulnerables.

Para ello, este escenario se fundamenta en una transición tecnológica estructural que busca la salida progresiva de equipos de baja eficiencia. Se asume una sustitución total de las tecnologías de iluminación por LED. En refrigeración y climatización, se introducen restricciones estrictas a tecnologías de baja eficiencia desde 2025, garantizando la ausencia de estas tecnologías antes de 2050. En calentamiento de agua, se limita el crecimiento de la demanda de gas natural y se prioriza la adopción de tecnologías de alta eficiencia con una transición progresiva hacia soluciones eléctricas. En cocción en zonas rurales, se implementa la trayectoria de referencia del PNSL, la más ambiciosa del plan, limitando el uso de leña a necesidades culturales, e incorporando el biogás como alternativa de sustitución con una participación aproximada del 10% al finalizar el periodo de análisis.

Tabla 4. Medidas planteadas por escenario para el sector residencial.

Medida	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Fuerza motriz	Sustitución progresiva hacia tecnologías de mayor eficiencia energética. La adopción se da de manera gradual sin restricciones estrictas a equipos de media eficiencia.	Restricciones progresivas a la compra de equipos de baja eficiencia. Sustitución de tecnologías obsoletas (como CRT) y de tecnologías de baja eficiencia hacia el final del periodo.	
Calentamiento de agua	Se limita el crecimiento de la demanda de gas natural a un máximo del 5% de la demanda de 2024 hacia el final del periodo.	Se limita el crecimiento de la demanda de gas natural a un máximo del 5% de la demanda de 2024. Se prioriza la adopción de tecnologías de eficiencia media.	Se limita el crecimiento de la demanda de gas natural a un máximo del 5% de la demanda de 2024. Se prioriza la adopción de tecnologías de alta eficiencia.
Iluminación	Sustitución de bombillas incandescentes y fluorescentes por LED y LFC. Desde 2025 se permiten ventas de tecnologías LED de media eficiencia con transición gradual hacia alta eficiencia.	Sustitución total de incandescentes y fluorescentes por LED y LFC. A partir de 2030 se restringe la venta de tecnologías de baja y media eficiencia.	Sustitución total de incandescentes y fluorescentes por LED. Desde 2026 solo se permiten ventas de LED de media y alta eficiencia, con predominancia total de alta eficiencia hacia el final del periodo.
Refrigeración	Los ventiladores representan el 39.55% de la demanda de climatización.		

Medida	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
ción y climatización	Restricción progresiva a equipos de baja eficiencia. Sustitución total de tecnologías de baja eficiencia hacia 2033–2034 y de media eficiencia hacia 2038.	Sustitución progresiva de tecnologías de baja y media eficiencia por equipos de alta eficiencia. Restricción a la incorporación de nuevas tecnologías ineficientes.	Restricción a tecnologías de baja eficiencia desde 2025. La capacidad residual de tecnologías ineficientes tiende a cero antes de 2050.
Uso de leña (cocción)	<p>Urbano: Se promueve gas natural en estratos 1 a 3 y parcialmente estrato 4. En estratos 5 y 6 se incentiva la inducción. La leña mantiene una participación residual asociada a usos culturales.</p> <p>Rural: Se incorpora la trayectoria de tendencia actual del PNSL. Sustitución parcial de leña por GLP, gas natural, electricidad y biogás. Alta dependencia de leña en el largo plazo. Se tienen en consideración restricciones de acceso e infraestructura eléctrica y de gas natural.</p>	<p>Urbano: Se promueve gas natural en estratos 1 a 3 y parcialmente estrato 4. En estratos 5 y 6 se incentiva la inducción. La leña mantiene una participación residual asociada a usos culturales.</p> <p>Rural: Se implementa el escenario de tendencia media del PNSL. Sustitución gradual de leña hacia GLP, gas natural y biogás. Se tienen en consideración restricciones de acceso e infraestructura eléctrica y de gas natural. La bioenergía alcanza una participación del 10% en cocción al final del periodo.</p>	<p>Urbano: La leña mantiene participación residual asociada a usos culturales. Se promueve intensivamente la electrificación como energético predominante. GN y GLP reducen progresivamente su participación.</p> <p>Rural: Se implementa la trayectoria de referencia del PNSL (trayectoria más ambiciosa). La bioenergía alcanza una participación del 10% en cocción al final del periodo.</p>

2.4.2 Resultados escenarios sector residencial

El sector residencial, como tercer consumidor de energía final del país, presenta una matriz energética marcada por la dualidad entre zonas urbanas y rurales y un alto potencial de transformación a través de la sustitución tecnológica y la electrificación.

En la **Figura 7** se presentan los resultados del proceso de modelamiento de la demanda energética para el sector residencial, a partir de los supuestos técnicos detallados en la sección anterior. La figura ilustra la evolución de la demanda energética del sector entre 2022 y 2055 para los tres escenarios analizados, evolución diferenciada por energéticos. Se observa cómo la composición de la matriz energética residencial se transforma a lo largo del periodo, con trayectorias diferenciadas entre escenarios, especialmente hacia el final del horizonte de modelación.

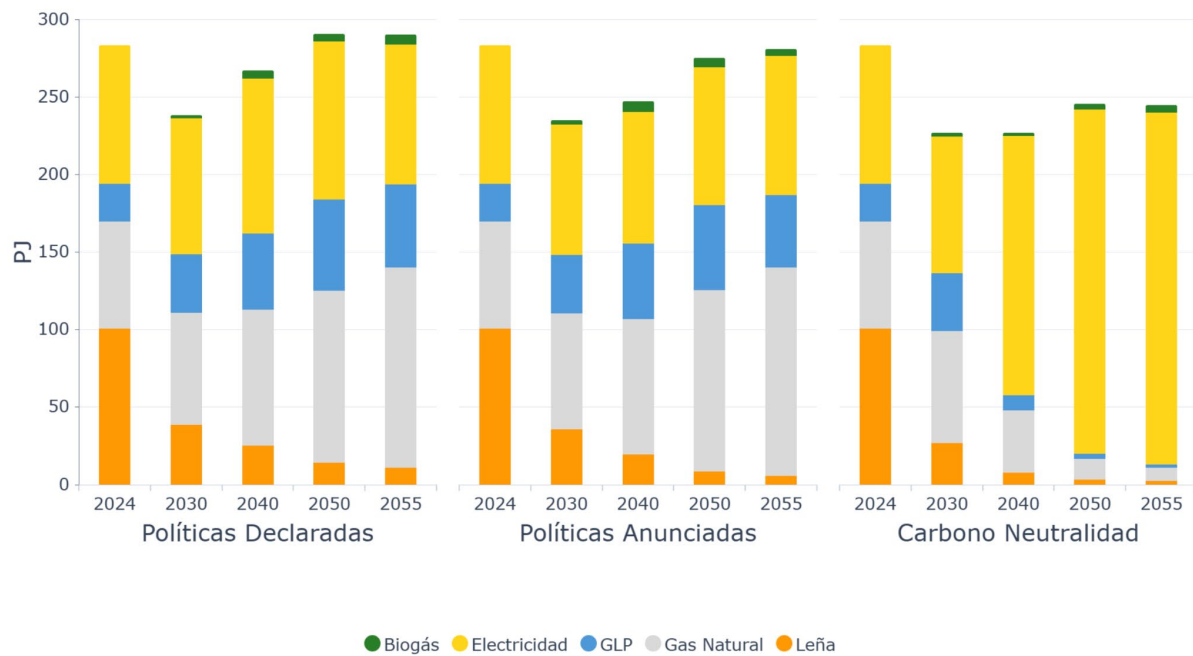


Figura 7. Consumo energético del sector residencial por escenario.

Es importante destacar que las reducciones de demanda observadas no responden a una disminución de la población pues el número de hogares prácticamente se duplica a lo largo del periodo de modelación, ni a una bajada de los servicios energéticos requeridos por los hogares, sino que reflejan el efecto combinado de las medidas de eficiencia energética y sustitución tecnológica incorporadas en cada escenario sobre la demanda energética del sector. En ausencia de estas medidas, la demanda del sector crecería de manera sostenida siguiendo el ritmo de expansión de los hogares y la mejora en las condiciones de vida de la población.

En el escenario de Políticas Declaradas, la demanda total en 2024 es de 283,2 PJ y alcanza 236 PJ en 2030, lejos de la meta del PAI-PROURE de 187 PJ, lo que evidencia que las medidas

implementadas tienen un impacto marginal en la reducción de la demanda del sector. En el 2055 la demanda del sector llega a 290,4 PJ. Sin embargo, al final del periodo de modelación, la demanda vuelve a estabilizarse y alcanza un valor cercano al de 2024, principalmente debido a la sustitución de la leña¹⁰. Este energético pasa de 100,5 PJ en 2024 a 10,8 PJ en 2055, sustituido gradualmente por el gas natural y el GLP, que duplican su participación en la matriz: el gas natural pasa de 69,1 PJ a 129 PJ y el GLP de 24,6 PJ a 54 PJ. El resultado refleja que, a pesar del crecimiento de la demanda asociado al aumento de hogares y mejora de condiciones de vida, las medidas incorporadas permiten contener el aumento en la demanda del sector.

A pesar de que la cocción concentra cerca del 70% de la demanda del sector y representa el uso con mayor potencial de reducción, las medidas incorporadas en este escenario reflejan una ambición limitada que no logra transformar de manera estructural el consumo energético de los hogares. Lo anterior evidencia que la cocción debe ser en un foco prioritario para el diseño e implementación de políticas públicas de eficiencia energética y cambio tecnológico en el sector residencial. En términos absolutos, la demanda en este uso pasó de ~198 PJ a ~200 PJ, manteniéndose prácticamente estable, a pesar de atender entre 12 y 13 millones de hogares más que en 2024¹¹.

En el ámbito urbano, el gas natural y el GLP continúan siendo los energéticos predominantes hacia el final del periodo, con aproximadamente 18 y 4 millones de hogares respectivamente, mientras que la electricidad mantiene una participación limitada (~600 mil hogares). En zonas rurales, la incorporación de la trayectoria de tendencia actual del PNSL permite la sustitución acumulada de aproximadamente 426 mil estufas de leña hacia 2055; sin embargo, cerca de 1,2 millones de hogares rurales continúan dependiendo de este energético al finalizar el periodo de modelación.

En climatización, la demanda se duplica al pasar de 6,6 PJ en 2024 a aproximadamente 14 PJ en 2055, a pesar de las restricciones progresivas a equipos de baja eficiencia. Este crecimiento responde al aumento del número de hogares, la mayor penetración de equipos de confort térmico asociada a la mejora en las condiciones de vida de la población, y el incremento en las

¹⁰ La brecha frente al PAI-PROURE se explica principalmente por la persistencia de la leña en la matriz energética: al excluir este energético, la demanda se reduce a aproximadamente 199 PJ

¹¹ La leña cuenta con una eficiencia del 14%, frente al 51%-63% del gas natural y GLP y el 75%-90% de la electricidad, lo que implica que 1 PJ de consumo de leña puede reemplazarse por entre 0,16 y 0,19 PJ de electricidad para suplir la misma necesidad energética. Dado que la demanda de leña en 2024 es de aproximadamente 82 PJ en zonas rurales, el potencial de reducción asociado a su sustitución es de entre 66 y 69 PJ.

temperaturas promedio derivado del cambio climático. Los ventiladores mantienen una participación fija del 39,55% de la demanda de climatización, por lo que su consumo crece proporcionalmente al aumento total de este uso. En iluminación, las medidas de sustitución hacia tecnología LED reducen la demanda de 6,5 PJ en 2024 a 4 PJ en 2055 (38%). En calentamiento de agua, la demanda crece de 11,0 PJ a 17,2 PJ, explicado principalmente por el aumento de hogares con acceso a este servicio. En otros usos como electrodomésticos y televisión, el incremento de la demanda se explica por el crecimiento del ingreso y la mayor penetración de equipos.

La demanda se mantiene prácticamente estable gracias a que la salida de la leña compensa el crecimiento asociado al aumento de hogares, pero este equilibrio no implica una mejora real en las condiciones de los hogares más vulnerables. El gas natural y el GLP emergen como los sustitutos de la leña, lo que significa que la transformación del sector depende en gran medida del desarrollo de infraestructura de red para garantizar que este energético llegue a los territorios rurales ya sea vía tuberías o camiones de distribución donde la leña sigue siendo predominante. En términos de política pública, el escenario señala la necesidad de fortalecer los instrumentos existentes, particularmente el PNSL y el PAI-PROURE, con mecanismos de financiamiento y despliegue de infraestructura que permitan acelerar la sustitución de la leña más allá de lo que las medidas actuales logran.

En el escenario Políticas Anunciadas, la incorporación de medidas más exigentes de eficiencia energética y sustitución tecnológica permite reducir la demanda hasta 281 PJ al final del periodo, 10 PJ menos que en el escenario Políticas Declaradas. En cocción, la demanda se reduce de 198,5 PJ en 2024 a 196 PJ en 2055. En zonas urbanas, la electricidad incrementa su participación hasta cerca de 2 millones de hogares y 7,3 PJ, mientras el gas natural y el GLP mantienen una participación de alrededor de 18 millones y 3 millones de hogares respectivamente. En zonas rurales, la incorporación del escenario de tendencia media del PNSL permite la sustitución acumulada de aproximadamente 1,1 millones de estufas de leña hacia 2055, aunque cerca de 620 mil hogares rurales continúan dependiendo de este energético al finalizar el periodo de modelación.

No obstante, materializar este potencial enfrenta retos estructurales para cada una de las alternativas disponibles. En el caso del gas natural, según Colombia en Mapas, para 2020 sólo el 14,2% de los hogares en centros poblados y zona rural dispersa contaban con acceso a este servicio, frente al 93% en cabeceras municipales (IGAC, 2021). El GLP, si bien no requiere red fija, enfrenta retos logísticos y de costo de distribución en territorios dispersos. En cuanto a la electricidad, a pesar de los avances en cobertura de los últimos años, continúan existiendo

brechas significativas especialmente en zonas rurales dispersas, donde garantizar el suministro sigue siendo un desafío.

En climatización, la demanda alcanza aproximadamente 14 PJ en 2055, comportamiento similar al escenario de Políticas Declaradas. En iluminación, las restricciones a la venta de tecnologías de media y baja eficiencia a partir de 2030 reducen la demanda de 6,5 PJ en 2024 a 2,6 PJ en 2055, una reducción del 60%. En calentamiento de agua, la implementación de medidas del PAI-PROURE mantiene la demanda en niveles similares al escenario anterior (17,1 PJ en 2055). Si bien las diferencias en la demanda anual frente al escenario de Políticas Declaradas puede parecer moderadas, el efecto de las medidas adquiere una importancia significativa al analizar el horizonte completo de modelación. En términos acumulados, el escenario PA genera un ahorro de 459 PJ frente al escenario de PD, equivalente a aproximadamente 1,6 veces la demanda total del sector residencial en 2024. Este resultado evidencia que evaluar los impactos de las medidas en un año puntual no es suficiente para dimensionar su alcance real, ya que los efectos de las medidas implementadas se acumulan y amplifican progresivamente a lo largo del horizonte de análisis.

En el escenario de Carbono Neutralidad, la demanda se reduce hasta 244,7 PJ al 2055, un 15,7% menos frente al escenario de Políticas Declaradas (290,4 PJ) y un 13% menos frente al escenario de Políticas Anunciadas (281 PJ). Esta reducción no responde únicamente a mejoras en eficiencia, sino a un cambio estructural en los energéticos utilizados, donde la electrificación se convierte en el eje central de la transición. En términos acumulados a lo largo del horizonte de modelación, el escenario de CN genera un ahorro de 864 PJ frente al escenario de PD, equivalente a aproximadamente tres veces la demanda total del sector residencial en 2024, y de 405 PJ frente al escenario PA. Estos resultados demuestran que una transformación estructural de la matriz energética residencial produce efectos acumulativos que se intensifican progresivamente en el tiempo.

La cocción experimenta la transformación más profunda del escenario: la demanda se reduce de 198,5 PJ en 2024 a 156,4 PJ en 2055, una reducción de 42,1 PJ, resultado directo de la electrificación masiva y la sustitución de la leña. En zonas urbanas, la electricidad pasa de representar el 7% de la demanda de cocción en 2024 al 95% en 2055, alcanzando aproximadamente 22 millones de hogares, mientras que el gas natural y el GLP reducen su participación a aproximadamente 847 mil y 133 mil hogares respectivamente. En zonas rurales, la electricidad representará un reto exigente pues pasa del 1,3% al 80% de la demanda de cocción hacia el final del periodo, con cerca de 5,8 millones de hogares. Sin embargo, el GLP y el gas natural continúan siendo alternativas para aquellos territorios donde la electrificación no

es una opción, con aproximadamente 172 mil y 11 mil hogares respectivamente. La trayectoria de referencia del PNSL permite la sustitución acumulada de aproximadamente 1,5 millones de estufas de leña hacia 2055, aunque cerca de 196 mil hogares rurales continúan dependiendo de ella.

Es importante destacar que tanto el aire acondicionado como el calentamiento de agua son usos que no aplican de manera uniforme en todo el territorio nacional, el primero se concentra en regiones de clima cálido y el segundo en zonas de clima frío, lo que explica que su impacto en la demanda agregada nacional sea moderado. Sin embargo, para los hogares y territorios donde estos servicios son indispensables, las medidas de eficiencia cobran relevancia.

En iluminación, la sustitución total por tecnología LED reduce la demanda de 6,5 PJ en 2024 a 2,5 PJ en 2055, una reducción del 62%. A diferencia del aire acondicionado y el calentamiento de agua, esta medida aplica de manera universal a todos los hogares del país independientemente de su ubicación geográfica.

Un indicador relevante para evaluar el impacto de este escenario en los patrones de consumo de los hogares es el consumo eléctrico promedio por hogar. En Colombia, los umbrales de consumo de subsistencia definidos por el Ministerio de Minas y Energía son: 173 kWh/mes para viviendas ubicadas por debajo de los 1.000 metros sobre el nivel del mar y 130 kWh/mes para las ubicadas por encima de esta altitud. En el escenario de Carbono Neutralidad, la electrificación masiva incrementa la demanda eléctrica de 88,9 PJ en 2024 a 227,2 PJ en 2055, estimándose un consumo promedio por hogar de aproximadamente 173 kWh/mes, alcanzando el umbral de subsistencia para viviendas ubicadas por debajo de los 1.000 metros sobre el nivel del mar y superando el de las ubicadas por encima de esta altitud (130 kWh/mes). Es importante destacar que este valor no incluye los consumos asociados a la carga de vehículos eléctricos e híbridos enchufables, por lo que el consumo eléctrico real por hogar dependerá del nivel de adopción de estos vehículos y de los sistemas de carga que se definan en el sector transporte.

Esta transición implica retos significativos en infraestructura energética. Como se mencionó previamente, Colombia aún registra 1,33 millones de viviendas sin acceso al servicio eléctrico, concentradas principalmente en zonas rurales donde la cobertura alcanza apenas el 75,92% frente al 98,71% urbano, y entre 2019 y 2024 el ICEE rural avanzó apenas unos pocos puntos porcentuales (UPME, 2024). Las tecnologías de cocción eléctrica consideradas, vitrocerámica e inducción, operan con conexiones de 220V, lo que implica no solo ampliar la cobertura sino reforzar la capacidad de las redes existentes en hogares que hoy operan con 110V monofásico. Adicionalmente, estas tecnologías tienen costos de adquisición superiores a otras alternativas

como el GLP, el gas natural e incluso la leña, lo que representa una barrera económica para los hogares de menores ingresos. Por lo anterior, garantizar una transición justa requiere instrumentos de política pública que acompañen este proceso y aseguren condiciones de acceso equitativas.

En el escenario de Carbono Neutralidad, el gas natural cae de 69,1 PJ en 2024 a apenas 8,6 PJ en 2055, en contraste con los escenarios PD y PA donde prácticamente se duplica, lo que evidencia que la electrificación de la cocción es el factor diferenciador de este escenario. Los energéticos de transición como el GLP y el biogás mantienen participaciones marginales, con aproximadamente 305 mil hogares y una participación del 10% en cocción rural respectivamente, mientras que la leña queda limitada en una pequeña fracción de hogares.

Los resultados evidencian que alcanzar la carbono neutralidad en el sector residencial es técnicamente posible, pero requiere una transformación sin precedentes en la infraestructura energética del país, en los patrones de consumo de los hogares y en los mecanismos de política pública que acompañen la transición. Para las personas, este escenario implica un cambio estructural en los patrones de consumo eléctrico de los hogares, con un crecimiento significativo respecto al nivel de 2024, sin embargo, hay barreras de acceso y costo que deben ser abordadas. En términos de política pública, este escenario señala la necesidad de coordinar de manera simultánea las inversiones en generación, transmisión y distribución eléctrica, los programas de sustitución tecnológica en cocción, y los mecanismos de financiamiento para hogares de bajos ingresos, con el objetivo de garantizar que la transición energética del sector residencial sea justa, sostenible y alcanzable para todos los colombianos.

La transformación energética del sector residencial se fundamenta en criterios de equidad y sostenibilidad, más allá de lo tecnológico. Mientras que los escenarios de PD y PA mantienen dinámicas menos ambiciosas, el de CN plantea una reconfiguración estructural que está condicionada a una modernización profunda de la infraestructura eléctrica e instrumentos y mecanismos que eliminen barreras socioeconómicas.

2.5 Sector terciario

El sector terciario en Colombia está compuesto por el conjunto de actividades económicas orientadas a la prestación de servicios. Incluye principalmente actividades de comercio, servicios financieros y de seguros, actividades inmobiliarias, turismo y hotelería, educación, salud, administración pública, telecomunicaciones y otros servicios empresariales. Este sector es altamente dinámico, y al representar alrededor del 60% del PIB está estrechamente ligado al

crecimiento económico del país. Sin embargo, es importante considerar que el sector no se caracteriza por ser intensivamente energético, ya que representa apenas el 6% en el consumo final de energía.

Históricamente, la matriz de consumo del sector terciario ha mantenido una marcada dependencia de la energía eléctrica, vector que suministra el 71% de sus requerimientos energéticos finales. El gas natural se posiciona como el segundo energético en importancia con una participación del 25%, destinado principalmente a subsectores con procesos térmicos intensos de calor directo como restaurantes, hoteles y servicios de alimentación. El 4% restante de la canasta del sector corresponde al Gas Licuado de Petróleo (GLP), utilizado fundamentalmente en aplicaciones de difícil electrificación o en zonas geográficas sin interconexión a las redes de energía o gas natural. De forma general, el consumo ha exhibido una tendencia creciente vinculada a la dinámica económica sectorial y a la expansión del área construida de servicios.

Hacia el horizonte de planeación 2025-2055, el sector enfrenta retos estructurales orientados a la mitigación de su demanda y a la descarbonización de sus usos finales, esto a través de la eficiencia energética y la transición tecnológica de equipos. El principal desafío consiste en acelerar la velocidad del recambio tecnológico hacia equipos de alta eficiencia energética, de manera que el crecimiento de las actividades de servicios no se traduzca en incrementos proporcionales del consumo final de energía.

Esto implica la sustitución consecuente de sistemas de climatización, la modernización de equipos en fuerza motriz, la sustitución total de luminarias obsoletas por tecnología LED y la optimización de los procesos de calor directo e indirecto y su potencial electrificación. Asimismo, el sector debe gestionar el incremento en la demanda de climatización derivado del aumento de las temperaturas promedio por el cambio climático, optimizando las envolventes mediante criterios de construcción sostenible y diseño bioclimático para reducir la carga térmica de las edificaciones. Con base en estos retos, la modelación del sector terciario incorpora supuestos asociados al mejoramiento de la eficiencia energética, la modernización tecnológica y la evolución de la demanda de servicios, cuyos resultados se presentan en las siguientes subsecciones.

2.5.1 Insumos para la modelación del sector terciario

Los usos energéticos que se modelaron para este sector son calor directo e indirecto, climatización, iluminación, fuerza motriz, refrigeración y uso de equipos ofimáticos. En estos el calor directo y el aire acondicionado, son los más significativos con una demanda de 23,71 PJ y

27,26 PJ, respectivamente, así que juntos llegan a tener una participación superior al 60% de la demanda energética del sector. Por otra parte, es importante considerar que el sector terciario es un sector altamente dinámico y que se actualiza frecuentemente para disminuir costos por medio de la adopción de tecnologías de alta eficiencia.

En cuanto a las medidas tecnológicas específicas, la estrategia de Iluminación contempla la sustitución total de lámparas ineficientes por tecnología de media y alta eficiencia; en fuerza motriz se aborda mediante la instalación de variadores de frecuencia en equipos de fuerza, como escaleras, rampas y bombas de agua, complementada con la sustitución de motores por modelos de mayor eficiencia; para los sistemas de refrigeración las medidas buscan incorporar principalmente tecnologías de media y alta eficiencia, tanto para los sistemas centralizados como para los descentralizados. Para el calor directo, se impulsa la adquisición y el mantenimiento de aislamientos térmicos, equipos de optimización de la combustión y recuperación de calor. Para el calor indirecto, las acciones incluyen la adquisición de equipos de optimización de la combustión, recuperación de calor y vapor.

En el escenario de Políticas Anunciadas, se plantea una transición tecnológica progresiva orientada a la eficiencia energética, cuyo eje central es la sustitución sistemática de equipos de baja y media eficiencia por tecnologías de alto desempeño. Esta transformación abarca los principales usos finales de la energía: en refrigeración, se promueve una renovación acelerada hacia equipos de alta eficiencia con vidas útiles superiores a 10 años; en aire acondicionado, se establece la eliminación total de tecnologías de baja eficiencia hacia 2035 y de eficiencia media hacia 2050, complementada con la incorporación de medidas pasivas de construcción sostenible que reducen la carga térmica de las edificaciones. En iluminación, se proyecta la sustitución completa de tecnologías ineficientes antes de 2030, lo que consolida una alta penetración de sistemas eficientes, y mantiene la capacidad residual de otras tecnologías de difícil transición, como las lámparas cialíticas usadas en los servicios de medicina. Por otra parte, en fuerza motriz se plantea la modernización tecnológica entre 2030 y 2040, mientras que en calor directo e indirecto se establece la salida del mercado de equipos ineficientes antes de 2030. Además, es importante considerar que el GLP y el gas natural son energéticos fundamentales en el sector terciario, ya que ciertas zonas y servicios dependen de procesos que requieren tratamientos térmicos de calor directo dependientes, tales como:

- Restaurantes: necesitan calor inmediato y control preciso para cocinar a gran escala, algo que el GLP ofrece mejor que la electricidad en ubicaciones remotas o con baja confiabilidad de la red eléctrica.

- Agricultura y ganadería: se usa para secado, calefacción y control climático en procesos productivos sensibles.
- Zonas No Interconectadas (ZNI): dependen del GLP para cocinar, calentar agua y generar energía en ausencia de red eléctrica y/o de gas natural.

En conjunto, dichas medidas configuran una estrategia integral de eficiencia energética que busca reducir la intensidad energética del sector terciario, y mantienen la prestación de servicios, pero con un menor consumo por unidad de actividad.

En el escenario de Carbono Neutralidad, se mantienen y profundizan los supuestos planteados en Políticas Anunciadas, para consolidar una transición tecnológica orientada a la eficiencia energética como base estructural del sistema. El eje central continúa siendo la sustitución progresiva de equipos de baja y media eficiencia por tecnologías de alto desempeño, aplicada de manera transversal a los principales usos finales de la energía. En refrigeración, se acelera la adopción de equipos altamente eficientes, dejando atrás la predominancia del uso de equipos con baja eficiencia. En el caso de aires acondicionados, se completa la eliminación de tecnologías de baja eficiencia hacia 2035 y de eficiencia media hacia 2050, para complementar esta transición con estrategias pasivas de diseño y construcción sostenible que reducen la demanda térmica de las edificaciones. En iluminación, se consolida la sustitución total de tecnologías ineficientes antes de 2030, para alcanzar una penetración casi total de sistemas eficientes, con excepciones puntuales en aplicaciones especializadas, como las lámparas cialtías en servicios de salud.

De manera similar, en fuerza motriz se materializa la modernización tecnológica entre 2030 y 2040, mientras que en calor directo e indirecto se retiran del mercado los equipos de baja eficiencia antes de 2030.

Tabla 5. Medidas planteadas por escenario para el sector terciario.

Medida	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas / Carbono Neutralidad
Fuerza motriz	Se aplican curvas de disponibilidad para evitar la compra de tecnologías de baja eficiencia y se favorecen las de media y alta.	Se propone realizar la sustitución total de tecnología media y baja entre el año 2030 y 2040.
Calor directo	Se favorecen las tecnologías de calor directo eléctrico mediante	Se propone realizar una transición de tecnologías de eficiencias bajas hacia eficiencias

Medida	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas / Carbono Neutralidad
	curvas de disponibilidad.	medias y altas al año 2030.
Calor indirecto	Se favorecen las tecnologías de calor directo eléctrico mediante curvas de disponibilidad.	Se propone realizar una transición de tecnologías de eficiencias bajas hacia eficiencias medias y altas al año 2030.
Iluminación	La tecnología de iluminación es casi en su totalidad led y solo se mantienen otras tecnologías para usos especiales como los médicos o el calentamiento.	Se propone realizar una transición de tecnologías de eficiencias bajas hacia eficiencias medias y altas al año 2030.
Aire acondicionado	Se realiza sustitución paulatina de la tecnología sin retirar la capacidad existente.	Se propone realizar una transición de tecnologías de eficiencias bajas al 2035 y eficiencias medias al 2050 hacia eficiencias más altas.
Refrigeración	Se separan las demandas de tecnologías centralizadas y autocontenidas.	Sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por neveras con etiquetado A, según RETIQ vigente (Resolución MME 41012 de 2015 y las demás que la 194 modifican).

2.5.2 Resultados escenarios sector terciario

Similar al sector residencial, la trayectoria del consumo energético en el sector terciario estará marcada por una significativa transición tecnológica hacia equipos más eficientes, bajo este contexto la evolución de la demanda energética en el sector terciario para el periodo 2024-2055 exhibe transformaciones estructurales profundas, condicionadas por la celeridad en la adopción de tecnologías eficientes y la consolidación de la electrificación de usos finales.

La **Figura 8** compara los resultados para el sector terciario y revela las trayectorias de consumo energético total bajo los escenarios de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN). En el horizonte de planeación 2024-2055, se observa una diferencia creciente en los niveles de demanda, impulsada principalmente por la intensidad de las medidas de eficiencia energética y la sustitución tecnológica hacia vectores más eficientes.

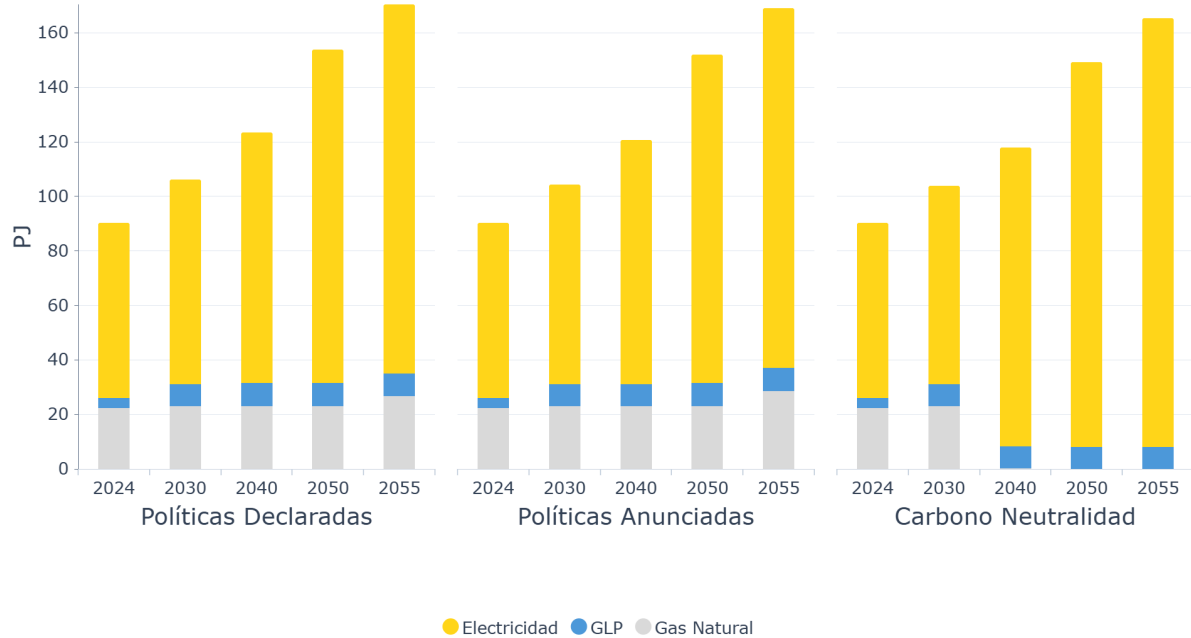


Figura 8. Consumo energético del sector terciario por escenario.

Los resultados del modelamiento para el sector terciario en el horizonte 2025-2055 reflejan las trayectorias de mitigación frente a los retos de intensidad energética y dependencia de combustibles fósiles. En el escenario de Políticas Declaradas, el sector exhibe un crecimiento inercial de la demanda de energía vinculado directamente a la dinámica económica sectorial. Sin embargo, los escenarios de PA y CN evidencian un desacople estructural, donde la demanda de energía registra una reducción en el largo plazo. Es importante considerar que esta disminución no ocurre en función de una contracción en las variables poblacionales o de la actividad económica los cuales mantienen su proyección de expansión, sino que obedece al cambio de vectores energéticos e incremento de las eficiencias tecnológicas en los usos finales.

Dentro de la canasta del sector terciario, la electricidad se consolida como el vector energético definitivo y eje de la eficiencia operativa a largo plazo. Por su parte, el gas natural y el GLP actúan como energéticos de transición, principalmente en aplicaciones de calor directo en establecimientos comerciales y de servicios (como restaurantes, hoteles y hospitales) que requieren tratamientos térmicos específicos o que se ubican en zonas con restricciones de red.

Establecer esta transformación es prioritario para mitigar la vulnerabilidad del sector servicios ante la volatilidad de los precios de los energéticos fósiles y para garantizar la consistencia con

los compromisos climáticos nacionales de largo plazo. En este proceso, la eficiencia energética desempeña un rol conductor como herramienta estructural de control de la demanda, logrando optimizar el desempeño operativo sin afectar la funcionalidad ni la cobertura de las actividades.

La tendencia en el escenario de Políticas Declaradas muestra un crecimiento inercial de la demanda vinculado a la dinámica económica sectorial, el escenario CN evidencia un desacople entre el crecimiento del sector y su consumo energético. Esta trayectoria de Carbono Neutralidad se caracteriza por una reducción estructural de la demanda en el largo plazo, resultado de la penetración de tecnologías de alta eficiencia en usos finales críticos como la climatización (AC Central y Split), la refrigeración y la iluminación.

En cuanto al escenario de Políticas Anunciadas, la demanda energética del sector tuvo una reducción acumulada en todo el horizonte de modelación de 72.8 PJ frente al escenario PD al 2055, esta diferencia observada entre escenarios responde principalmente a la incorporación de estrategias orientadas a la modernización tecnológica y al mejoramiento del desempeño energético de los usos finales en el sector terciario. Así como el avance de la electrificación, la adopción progresiva de equipos de alta eficiencia en sistemas de refrigeración, climatización, iluminación, fuerza motriz y procesos térmicos (los cuales al final de horizonte de análisis llegan a tener una participación del 76% en la demanda de energía) generan una reducción sostenida de la intensidad energética sectorial. En este contexto, el aumento progresivo de la eficiencia energética actúa como una medida estructural de mitigación del crecimiento de la demanda energética, y permite desacoplar parcialmente el incremento de la actividad económica del consumo final de energía.

Por otra parte, el escenario de Políticas Anunciadas refleja una senda de transición en la que la adopción de estándares de alta eficiencia es progresiva, pero no total, para todos los usos. En conjunto, los resultados consolidan al sector terciario como un actor fundamental en el cumplimiento de los compromisos climáticos nacionales, y condiciona su sostenibilidad a la velocidad de recambio tecnológico y a la consolidación de la eficiencia energética como eje de la planeación sectorial.

En los procesos de calor directo para el sector terciario, la planeación energética proyecta una transición hacia vectores de mayor rendimiento, en los que la electricidad se consolida como el eje de la eficiencia operativa. Al contrastar el escenario de CN frente al escenario PD se identifica que la adopción de tecnologías de alta eficiencia eléctrica presenta un crecimiento sostenido, y alcanza para el año 2055 una demanda de 51,26 PJ en el escenario CN, frente a los 27,89 PJ

proyectados en la trayectoria inercial de PD, este incremento de 83,8% entre ambos escenarios subraya el impacto de las políticas orientadas a la sustitución tecnológica y la mejora de los estándares de los equipos.

En el uso de calor directo, el desplazamiento hacia la electricidad responde a la penetración de sistemas de inducción y otras tecnologías de vanguardia que no sólo sustituyen la fuente energética, sino que optimizan la intensidad energética global en establecimientos comerciales, hoteles y hospitales. En contraste, el escenario de Políticas Declaradas PD refleja una inercia tecnológica que ralentiza la descarbonización del sector. Mientras que en CN la cocción eléctrica de alta eficiencia logra un despliegue superior al 86%, en (PD) la participación del gas natural en calor directo mantiene una relevancia significativa, aunque decreciente, con una demanda que se estabiliza en torno a los 8 TWh hacia 2055, y que representa el 46,2% de la demanda energética de esta tecnología. Esta diferencia subraya el impacto de las señales de política pública en la transformación de la canasta energética del sector, en el que la eficiencia energética mitiga el crecimiento de la demanda total.

Por otra parte, como se ilustra en la **Figura 9**, el gas natural continúa desempeñando un rol estructural en la matriz de calor directo del sector en los escenarios de PD y PA. Para el caso de PD, los resultados de la modelación indican que, para 2055, la demanda de gas natural se sitúa en 25,30 PJ. La cercanía en las magnitudes de demanda entre el gas natural y la electricidad (25,30 PJ vs. 28,45 PJ) evidencia una competencia tecnológica en la que la electricidad gana terreno de manera progresiva, y reduce la brecha histórica frente a los combustibles fósiles.

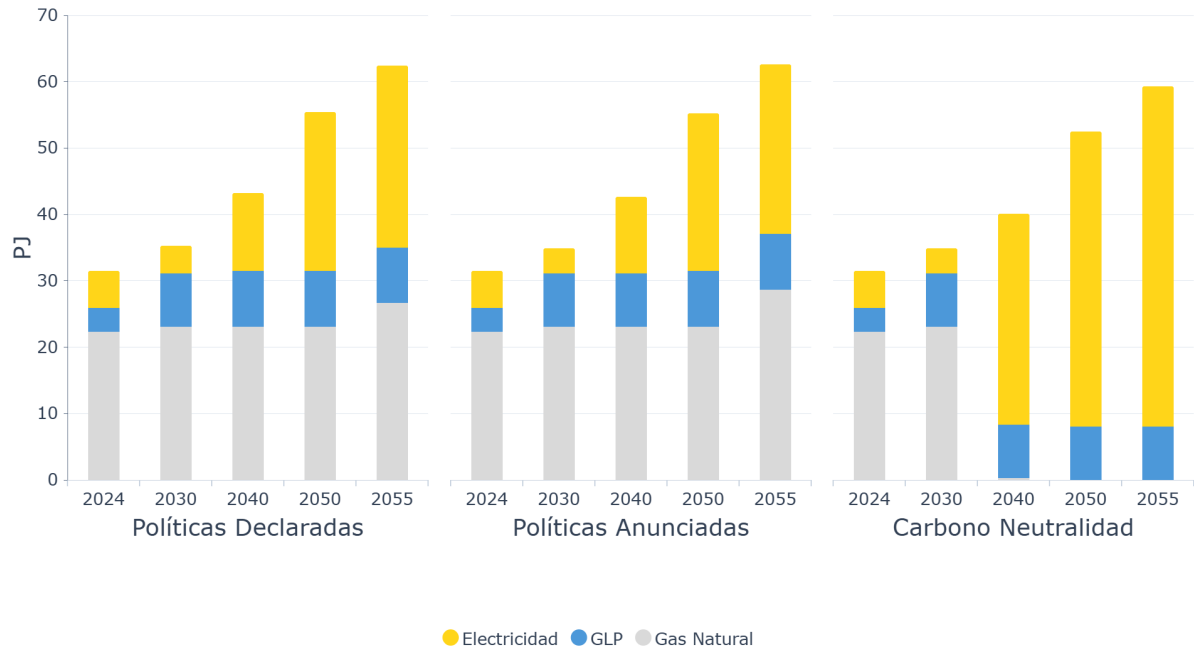


Figura 9. Consumo energético calor directo del sector terciario.

Al mismo tiempo, en calor indirecto también se evidencia una reducción gradual de la demanda energética respecto al escenario de PD, atribuida a la salida progresiva de equipos de baja eficiencia y a la incorporación de tecnologías con mejores desempeños térmicos.

Por su parte, la gestión de la iluminación en el escenario de Políticas Anunciadas actúa como una trayectoria intermedia, en la que la sustitución de tecnologías de baja eficiencia (que cae de 7,83 PJ en 2025 a 0 GWh en 2030) por sistemas LED de mayor eficiencia, permite una disminución del consumo, a pesar del crecimiento proyectado en el área construida de servicios.

Otro de los usos del sector terciario es el de sistemas de refrigeración. En este uso, el escenario de PA resultó en una disminución progresiva de la demanda energética con respecto al escenario de PD. Esta disminución se asoció principalmente a la incorporación de equipos de alta eficiencia y la renovación tecnológica del parque existente, tanto para los sistemas centralizados como para los descentralizados. En este caso las tecnologías de alta eficiencia empiezan a ser predominantes a partir del año 2032. Esta transformación permite alcanzar ahorros acumulados del orden de 3,12 PJ en el horizonte de análisis.

En el escenario de Carbono Neutralidad, se observa una sustitución tecnológica radical en la

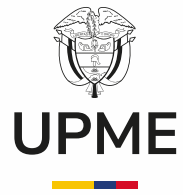
climatización, en la que el consumo de sistemas de aire acondicionado (AC) central bajo estándares de eficiencia "Baja" desaparece por completo hacia el año 2035, puesto que es desplazado por tecnologías de alta eficiencia que, para el 2055, alcanzan una demanda proyectada superior a los 44,77 PJ. Este comportamiento es análogo en caso de la refrigeración autocontenida, la cual transita de un predominio de eficiencia baja en 2024 a una consolidación de estándares de alta eficiencia que representan el 100% de la demanda de este uso específico al cierre del horizonte de planeación con una demanda de 3,9 PJ.

En cuanto a la demanda energética de fuerza motriz, la adopción de equipos de alta eficiencia se consolida como uno de los principales mecanismos para avanzar en la transición tecnológica del sector terciario. La modernización de motores y sistemas electromecánicos permite reducir el consumo específico de energía, lo que genera ahorros acumulados de hasta 2,2 PJ, y mejora el desempeño operativo de las actividades comerciales y de servicios. El escenario de CN presenta, así, una reducción sostenida del consumo respecto al escenario de PD, especialmente entre los años 2030 y 2046, periodo en el cual se materializan las mayores ganancias asociadas a la transición hacia motores y equipos de alta eficiencia.

Finalmente, de manera transversal a todos los escenarios, para viabilizar las reducciones proyectadas, se identifican como habilitadores tecnológicos y regulatorios la masificación de la infraestructura de medición avanzada (AMI), la actualización de los estándares de etiquetado bajo el RETIQ vigente y la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn).

La gobernanza de este proceso sectorial requiere una articulación institucional y sectorial que involucre de forma concurrente a las empresas de transporte y distribución de energía, los agregadores de demanda, y los usuarios finales representados por los subsectores del sector terciario. Esta coordinación intersectorial es indispensable para alinear el desarrollo de la infraestructura eléctrica con las metas de eficiencia y los nuevos patrones de consumo del sector.

En conclusión, la evolución energética del sector terciario hacia mediados de siglo está determinada por una modernización estructural de sus usos finales, sustentada en la eficiencia y la sustitución tecnológica, y no por una reducción en sus niveles de actividad económica o de prestación de servicios. El éxito de las metas nacionales de descarbonización en este sector dependerá de la celeridad con la que se emitan las señales regulatorias y económicas que eviten el adelantamiento de inversiones en activos fósiles de larga vida útil e incentiven la inversión oportuna en vectores eléctricos de alto desempeño.



Capítulo

03

Oferta Total



Capítulo 3. Oferta total de energía

La oferta energética determina la forma en que el sistema responde a los requerimientos de la sociedad mediante la producción, transformación y provisión de diversos recursos. Su evolución condiciona la seguridad energética, la confiabilidad del abastecimiento y la capacidad del país para atender las transformaciones proyectadas de la demanda durante el horizonte de planificación.

La evolución de la oferta implica la incorporación de nuevas tecnologías de generación, cambios en la composición de la matriz energética, la infraestructura requerida para su integración y la operación del sistema. En el marco de la Transición Energética Justa (TEJ), estas transformaciones responden al avance de la electrificación de los usos finales, la integración de fuentes no convencionales de energía renovable, el desarrollo de nuevos vectores energéticos y la expansión de las infraestructuras. En conjunto, estos procesos fortalecen la seguridad energética, la confiabilidad del sistema, la competitividad económica y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético.

Para el caso colombiano, estas dinámicas se desarrollan sobre una matriz eléctrica con una participación histórica de generación hidroeléctrica mayoritaria (~80%), un consumo de combustibles fósiles superior al 60% de la demanda total en la economía nacional y un potencial importante para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable. Estos recursos constituyen habilitadores de la transformación del sistema energético, al facilitar la diversificación de la matriz, la electrificación de los usos finales y la sustitución progresiva de combustibles fósiles. En este contexto, la evolución de la oferta energética se encuentra estrechamente asociada con los procesos de transformación tecnológica, resiliencia, flexibilidad operativa y expansión de la infraestructura energética.

El presente capítulo presenta la evolución prospectiva de la oferta energética bajo los tres escenarios considerados en el PEN: Políticas Declaradas, Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad. Dentro del análisis, se aborda la relevancia de los minerales estratégicos en el contexto de la transición energética, por su rol como insumos fundamentales para el desarrollo de tecnologías de transición. No obstante, dada la disponibilidad limitada de información y el alcance metodológico del presente ejercicio, los minerales estratégicos no fueron incorporados explícitamente dentro del modelo de optimización energética. En consecuencia, su análisis se aborda desde una perspectiva conceptual y cualitativa, orientada a reconocer su relevancia

dentro de los procesos de transición energética y transformación tecnológica del sector energético.

A continuación, se presentan los insumos, supuestos y resultados correspondientes a la electricidad (Sección 3.1), Oferta de minería (Sección 3.2), Oferta de crudo, combustibles líquidos y derivados (Sección 3.3), Oferta de gas natural (Sección 3.4), bioenergía (Sección 3.5) e hidrógeno (Sección 3.6) dentro del horizonte temporal 2025- 2055 del PEN.

3.1 Oferta de electricidad

La oferta de energía eléctrica en Colombia constituye la base operativa y el eje articulador de la transformación contemplada en el Plan Energético Nacional. Este componente es fundamental para garantizar la seguridad de suministro en un contexto de descarbonización, sirviendo como energético para la sustitución de combustibles fósiles. La planeación de la oferta eléctrica a largo plazo proporciona la base para decidir trayectorias de expansión eficientes que garanticen seguridad energética, equidad energética, y sostenibilidad ambiental.

Históricamente, la matriz de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha mantenido una participación mayoritaria de energía hidráulica, superando el 40% de la composición de la matriz de generación. Por una parte, esta característica consolida una oferta de bajas emisiones directas. Sin embargo, esta dependencia hídrica expone al sistema a un riesgo estructural de desabastecimiento y volatilidad de precios del mercado mayorista de energía eléctrica en periodos de sequía o durante la ocurrencia del Fenómeno de El Niño (ENSO, por sus siglas en inglés), condición que históricamente ha obligado al despacho de generación termoeléctrica de alto costo variable y subsecuentemente ha elevado el precio de bolsa hasta niveles que comprometen la asequibilidad para los usuarios finales.

Para responder a condiciones de escasez hídrica y asegurar la firmeza del sistema, en Colombia, la oferta eléctrica ha dependido del soporte térmico basado en combustibles fósiles como gas natural, carbón y combustibles líquidos. Esta estrategia ha permitido que la electricidad cubra las necesidades del país. Sin embargo, esta dependencia del respaldo térmico fósil tiene dos implicaciones que se deben abordar simultáneamente. En primer lugar, existe un costo de oportunidad climático, dado que el despacho termoeléctrico representa la principal fuente de emisiones directas del sector eléctrico. En segundo lugar, existe un reto de seguridad energética, pues la disponibilidad y el precio de los combustibles de respaldo están sujetos a

condiciones de mercado internacional y a la trayectoria de reservas de gas natural. La transición hacia tecnologías más limpias debe, por tanto, resolver simultáneamente la garantía de firmeza y la reducción de emisiones, sin que ninguno de estos objetivos sea sacrificado en favor del otro.

Desde esta perspectiva, hacia el horizonte del 2055, el sector enfrenta el reto estructural de diversificar la matriz de generación mediante la incorporación masiva de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER), principalmente solar fotovoltaica y eólica. Esta diversificación tecnológica debe ir acompañada de la expansión y modernización de la red de transmisión y distribución nacional, así como del fortalecimiento de la interconexión regional como mecanismo de diversificación geográfica del recurso renovable.

Una transformación técnica de tal magnitud exige resolver desafíos operativos, tales como la gestión de la intermitencia, la provisión de inercia y servicios complementarios de red, así como la integración de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS). En particular, la reducción progresiva de la inercia del sistema (asociada al retiro de generadores convencionales con masa rotante) exige anticipar la incorporación de tecnologías tales como condensadores síncronos, inversores de formación de red (grid-forming) y BESS con control primario de frecuencia. Estos activos son fundamentales en un sistema que aspire a operar con alta penetración de FNCER manteniendo los estándares de seguridad operativa definidos por operador del sistema nacional definidos principalmente por el CND y CNO. Además, la planeación de la oferta eléctrica debe enmarcarse dentro de los principios de justicia energética y enfoque territorial, garantizando que el despliegue físico de los proyectos mitigue las brechas históricas de asequibilidad, minimice los impactos socioambientales locales y promueva la democratización de la energía a través de esquemas descentralizados como las comunidades energéticas.

A continuación, se describen las medidas propuestas desde el Plan Energético Nacional para afrontar los retos que el sector eléctrico exige enmarcadas en los tres escenarios propuestos de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono neutralidad (CN).

3.1.1 Insumos para la modelación de la oferta de electricidad

El Plan Energético Nacional recopila los avances propuestos en los diferentes estudios publicados por la UPME. Por esta razón, en el sector de energía eléctrica se consideraron las adiciones mínimas de capacidad al Sistema Interconectado Nacional (SIN) definidas en la última versión del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), desarrollado por la

Subdirección de Energía Eléctrica (UPME, 2025). Estas adiciones se incorporan como expansiones exógenas al modelo, para garantizar coherencia con la planeación sectorial vigente, mientras que las demás decisiones de entrada de capacidad se determinan endógenamente a partir de la optimización del sistema energético, garantizando cumplir el balance energético en función de la minimización de costos totales.

En este sentido, la expansión de la oferta eléctrica es un resultado de la interacción entre las señales de política pública, las condiciones técnicas del sistema y los criterios económicos incorporados en el modelo, que permiten identificar configuraciones de capacidad que satisfacen la demanda proyectada en el horizonte 2025-2055. Es importante precisar que el conjunto de restricciones y decisiones que caracterizan al modelo de optimización establecen condiciones necesarias, pero no suficientes para garantizar la operación segura del sistema. Lo anterior cobra sentido, toda vez que el mecanismo de optimización empleado opera en la dimensión del balance energético y de costos; su alcance no incluye per-se la representación de fenómenos de estabilidad dinámica que determinan la viabilidad operativa real del sistema. Esta limitación es inherente a la clase de modelos de equilibrio de capacidad y no constituye una deficiencia específica del presente ejercicio, pero sí obliga a que el PEN reconozca la brecha entre lo que el modelo optimiza y lo que el sistema físico requiere para operar de forma segura.

La **Tabla 6** presenta la expansión ajustada en el modelo con los respectivos años de entrada según la información propuesta en el PIEG. Por otra parte, además de las entradas programadas, se considera la salida de Guajira 1 (145 MW) y Guajira 2 (130 MW) al finalizar sus contratos de Obligaciones de Energía Firme (OEF) en 2028 (XM, 2025).

Recurso	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Hidráulico	0	0	1200	0	0	0	1200
Eólico Terrestre	0	0	549	201	300	0	1050
Solar	213	1769	2315	0	0	250	4547

Tabla 6. Expansión definida a gran escala (MW).

Fuente: UPME, PIEG.

De forma consistente con el escenario de referencia del PIEG, también se retiran 28 MW de generación a gas natural y 112 MW de generación a combustibles líquidos, de acuerdo con sus vidas útiles y condiciones operativas.

La modelación de la oferta de electricidad en el marco del Plan Energético Nacional adopta un enfoque holístico que integra la optimización de los sistemas eléctricos para determinar la configuración óptima de la matriz de generación de electricidad en el largo plazo. El ejercicio analítico abarca la optimización de la expansión y despacho de la capacidad instalada a partir de vectores definidos en cuatro grandes bloques como se describe en la Tabla 7, con el propósito de garantizar un abastecimiento energético eficiente, asequible y adaptado a las dinámicas territoriales.

Tabla 7. Tecnologías consideradas para la expansión de la matriz eléctrica.

Tipo	Opciones tecnológicas
Térmicas	<ul style="list-style-type: none"> ● Central térmica a carbón ● Central térmica a carbón con captura y almacenamiento de carbono ● Central térmica a gas natural ciclo combinado ● Central térmica a gas natural ciclo combinado con captura y almacenamiento de carbono ● Central térmica a gas natural ciclo simple ● Central a biomasa (residuos agrícolas y forestales) ● Central a biogás
Hidráulicas	<ul style="list-style-type: none"> ● Central hidroeléctrica de embalse ● Central hidroeléctrica a filo de agua grande (20MW) ● Central hidroeléctrica a filo de agua pequeña (1-20 MW) ● Central hidroeléctrica a filo de agua mini (<1 MW)
Renovables	<ul style="list-style-type: none"> ● Solar fotovoltaica a gran escala (20-150 MW) ● Solar fotovoltaica a gran escala (20-150 MW) con almacenamiento ● Solar fotovoltaica a pequeña escala (1-20 MW) ● Central eólica terrestre (<i>onshore</i>) ● Central eólica marina con cimentación fija ● Central eólica marina flotante ● Central geotérmica
Generación distribuida	<ul style="list-style-type: none"> ● Solución fotovoltaica individual en techos residenciales (2-20 kW) ● Solución fotovoltaica individual en techos industriales (20-1000 kW)

Las eficiencias y los costos de capital y operación fijos para cada una de las tecnologías incluidas corresponden a los valores reportados en el Catálogo Tecnológico Colombiano (UPME et al., 2025). En cuanto a los factores de planta, se adoptan igualmente los valores establecidos en dicho catálogo, con excepción de los asociados a las centrales hidroeléctricas cuyo desempeño

está condicionado por la variabilidad hidrológica asociada al fenómeno ENSO (El Niño–Oscilación del Sur).

Con el fin de representar esta variabilidad climática de manera más consistente dentro del horizonte de modelación, se empleó un esquema basado en los factores de planta observados en años representativos de condiciones extremas: 2020 para un patrón lluvioso (fase La Niña) y 2015 para un patrón seco (fase El Niño). Estos valores se replican con una periodicidad de tres años a lo largo del periodo 2025-2055, como aproximación pragmática a los ciclos hidrológicos alternados. Cabe señalar que el ciclo ENSO tiene una periodicidad variable de 3 a 7 años y amplitud no constante; el esquema adoptado constituye, por tanto, una forma de abstraer la incertidumbre hidrológica en los extremos del horizonte de modelación.

En cuanto a la resolución temporal, el modelo adopta una división del día en horas de sol y horas de no sol. Esta segmentación responde principalmente a la necesidad de caracterizar de manera más precisa la capacidad de cobertura de la tecnología solar, cuya disponibilidad está intrínsecamente condicionada por la presencia de radiación y, por tanto, se concentra en las horas diurnas. Al distinguir explícitamente entre ambos periodos, el modelo evita sobrestimar el aporte de esta tecnología en las horas en que no puede generar y refleja con mayor fidelidad su contribución efectiva al balance de energía. De igual forma, esta división permite captar las variaciones en el comportamiento de la demanda a lo largo del día, reconociendo que los requerimientos del sistema difieren entre las horas de sol y de no sol, lo que resulta clave para evaluar la complementariedad entre la generación solar y las necesidades de consumo.

Por otra parte, el modelo incorpora limitaciones constructivas anuales que acotan la entrada máxima de cada tecnología en un año determinado. Este límite no es fijo ni uniforme, sino que puede variar entre tecnologías y a lo largo del horizonte de planeación. Como referencia general se ubica cerca de 1,5 GW, aunque para algunas tecnologías con mayor potencial de despliegue en el corto y mediano plazo se admiten tasas de expansión superiores. La inclusión de estas consideraciones es fundamental para evitar comportamientos de optimización de corto alcance en el modelo, donde la búsqueda de la minimización de costos podría conducir a escenarios de transición instantánea que ignoran las fricciones sociales, regulatorias y logísticas del sistema (Manuel et al., 2026). En su lugar, estos límites operan como una restricción de absorción del sistema, calibrada a partir de los tiempos promedio de ejecución de

proyectos registrados ante la UPME y la trayectoria histórica de expansión de la capacidad instalada en Colombia.

Para las emisiones de las tecnologías de generación, se asume que aquellas que producen electricidad a partir de fuentes renovables (a excepción de la geotermia) y bioenergéticos no presentan emisiones directas de CO₂ a la atmósfera. Los factores de emisión utilizados se obtienen a partir de la herramienta FECOC (Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos), lo cual permite una estimación consistente de las emisiones asociadas a la generación eléctrica dentro del modelo.

Las variables técnicas de entrada, costos de inversión (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX), vidas útiles y factores de planta se estandarizaron directamente utilizando publicaciones sectoriales oficiales, destacando:

- Los costos y eficiencias de las plantas se extrajeron del Catálogo Tecnológico Colombiano: Tecnologías de generación y almacenamiento de energía (UPME et al., 2025).
- Las metas de expansión de corto y mediano plazo se armonizaron con el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) 2025-2039 (UPME, 2025).
- Los techos de emisiones directas e indirectas de GEI se alinearon con los compromisos fijados en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) (Gobierno de Colombia, 2021) y los lineamientos de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (MME, 2024).

El escenario de Políticas Declaradas establece una trayectoria de expansión fundamentada en la inercia actual del mercado y en los proyectos que cuentan con compromisos formales de entrada en operación comercial. Este enfoque metodológico proyecta el comportamiento de la matriz de generación eléctrica bajo el supuesto de que se mantienen las reglas de juego regulatorias vigentes, el mecanismo de cargo por confiabilidad y las dinámicas comerciales existentes, sin incorporar nuevas metas vinculantes alineadas con la descarbonización. La planeación de la oferta eléctrica en este escenario mitiga los riesgos de desabastecimiento mediante el sostenimiento y la extensión de la vida útil del parque térmico convencional basado en carbón y gas natural, lo que asegura la firmeza del sistema, pero prolonga la exposición de los costos marginales a los ciclos de variabilidad climática extrema.

El escenario de Políticas Anunciadas incorpora de manera estructural las metas de política pública sectorial que han sido formuladas por el Gobierno Nacional en documentos

institucionales y planes indicativos, aun cuando sus mecanismos regulatorios específicos se encuentren en fase de diseño o adopción. Este abordaje proyecta una aceleración moderada en la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), principalmente solar fotovoltaica y eólica terrestre, lo que permite reducir sistemáticamente la participación de las centrales térmicas a carbón, orientando el soporte de firmeza hacia ciclos combinados de gas natural de mayor eficiencia.

Se incorporan supuestos asociados al despliegue progresivo de estas tecnologías, considerando su nivel de madurez tecnológica, disponibilidad de recurso y condiciones de desarrollo en el país. En particular, la eólica marina se considera disponible después del año 2030 (MME, 2023). El modelo también incorpora el desarrollo de generación distribuida de acuerdo con las proyecciones definidas por la UPME (UPME, 2025).

A su vez, el modelo incorpora un conjunto ampliado de tecnologías de generación eléctrica, en coherencia con las iniciativas de política pública orientadas a la diversificación de la matriz energética y a la transición energética. Además de las tecnologías consideradas en el escenario de Políticas Declaradas, se habilita el desarrollo de alternativas, como la energía eólica marina, la geotermia y la energía nuclear basada en pequeños reactores modulares (SMR), esto, con fines analíticos para evaluar su contribución potencial en un sistema altamente descarbonizado. Estas tecnologías se incluyen dentro del conjunto de opciones del modelo, permitiendo su selección en función de condiciones económicas y de restricciones del sistema.

En cuanto al parque termoeléctrico, se consideran procesos de retiro o reconversión de unidades existentes, condicionados a la entrada de infraestructura eléctrica específica, para mantener la generación a partir de gas natural como una tecnología disponible dentro del conjunto de opciones del modelo. Este proceso refleja una reducción escalonada de generación térmica, particularmente de fuentes intensivas en emisiones, en línea con una transición del sistema eléctrico hacia tecnologías más limpias. Todo lo anterior se encuentra alineado con el plan de indicativo de expansión de la generación 2025 (UPME, 2025), el cual indica el cierre programado de 415 MW de capacidad térmica, que inicia en diciembre de 2027 con el retiro de las plantas Termoyopal 2 (gas, 28 MW) y Cartagena 1 y 2 (líquidos, 52 MW y 60 MW), seguido en 2028 por la desincorporación de las unidades a carbón Guajira 1 y 2 (145 MW y 130 MW).

El escenario de Carbono Neutralidad determina una trayectoria de transformación profunda de la matriz eléctrica, diseñada bajo criterios normativos para alinear la oferta eléctrica con la meta nacional de emisiones netas cero de gases de efecto invernadero para el año 2050.

En este caso el modelo establece una restricción absoluta a la incorporación de nueva capacidad térmica basada en combustibles fósiles sin sistemas de mitigación, y proyecta el retiro anticipado y programado de las centrales carboeléctricas a medida que finalizan sus obligaciones de energía firme. La oferta de electricidad se convierte en el vector definitivo para descarbonizar los sectores de uso final, absorbiendo la demanda derivada de la electrificación masiva del transporte y de los procesos térmicos industriales.

Así pues, el modelo incluye restricciones más exigentes en términos de emisiones con respecto a los escenarios (PD) y (PA), lo cual condiciona la selección de tecnologías y promueve la reducción progresiva del uso de combustibles fósiles, alineadas con plan de indicativo de expansión de la generación 2025 (UPME, 2025). Esto proyecta que entre los años 2027 y 2035 existirá una salida progresiva de la capacidad térmica, que inicia con el retiro de Termoyopal 2 y las unidades Cartagena 1 y 2 en 2027 (gas y líquidos), seguido por el retiro de las unidades Guajira 1 y 2 en 2028 (carbón). Posteriormente, el proceso continúa con el cierre de Gecelca 3 en 2032 y Gecelca 3.2 en 2035, y concentra la reducción en plantas de mayor intensidad de emisiones. Mientras tanto, otras unidades a carbón como Paipa, Zipa y Tasajero permanecen operativas, lo que sugiere una transición gradual del parque térmico, que prioriza el retiro de activos más emisivos o menos eficientes en el corto y mediano plazo.

Por otra parte, el escenario CN acelera de forma significativa la expansión de energías renovables, hacia una matriz eléctrica con una alta participación de FNCER, que configura una transformación estructural de dicha matriz. En este contexto, se plantea un despliegue más ambicioso de eólica marina (*offshore*). La expansión de la generación renovable también habilita la producción de vectores energéticos como el hidrógeno de bajas emisiones, para contribuir a la descarbonización de sectores de difícil electrificación, garantizando la resiliencia y la equidad territorial en el acceso a la energía

Adicionalmente, se considera una mayor expansión de la generación distribuida, en función de su potencial técnico-económico, avanzando hacia un aumento en el acceso a soluciones híbridas en comunidades de todo el territorio nacional.

A continuación, en la Tabla 8 se detallan las medidas, metas de capacidad instalada y cronogramas de desincorporación térmica que definen el comportamiento de la matriz de generación de electricidad en cada uno de los tres escenarios estratégicos:

Tabla 8. Medidas planteadas por escenario para la oferta de electricidad.

Subsector	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Generación distribuida	Optimizador libre. El modelo selecciona la configuración más costo-efectiva		Según el plan de indicativo de expansión de la generación 2025, se espera para el 2038 alcanzar capacidad instalada superior a 6 GW
Despliegue de energía nuclear	Optimizador libre. El modelo selecciona la configuración más costo-efectiva	Se desarrollan los primeros avances en la inclusión de la energía nuclear en la matriz de energía eléctrica a partir del año 2038	Optimizador libre. El modelo selecciona la configuración más costo-efectiva
Despliegue de energía geotérmica		Se desarrollan los primeros avances en la inclusión de la energía geotérmica en la matriz de energía eléctrica a partir del año 2040	
Despliegue de energía eólica marina		Según la hoja de ruta de la energía eólica marina en el escenario más conservador se espera un despliegue en la capacidad instalada de 1,5 GW a 2050	
Cierre centrales termoeléctricas	Entre 2027 y 2028, se proyecta la salida progresiva de 415 MW de capacidad térmica, iniciando en diciembre de 2027 con el retiro de	Entre 2027 y 2028, se proyecta la salida progresiva de 415 MW de capacidad térmica, iniciando en diciembre de 2027 con el retiro de	Entre 2027 y 2035, se proyecta la salida progresiva de 1.753 MW de capacidad térmica, iniciando en 2027 con el retiro de Termoyopal 2

Subsector	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
	las plantas Termoyopal 2 (gas, 28 MW) y Cartagena 1 y 2 (líquidos, 52 MW y 60 MW), seguido en 2028 por la desincorporación de las unidades a carbón Guajira 1 y 2 (145 MW y 130 MW). Esto según el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025	las plantas Termoyopal 2 (gas, 28 MW) y Cartagena 1 y 2 (líquidos, 52 MW y 60 MW), seguido en 2028 por la desincorporación de las unidades a carbón Guajira 1 y 2 (145 MW y 130 MW). Esto, según el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025	(28 MW) y Cartagena 1 y 2 (112 MW). En 2028 se desincorporan varias unidades a carbón, incluyendo Guajira 1 y 2, Paipa 1–4, Zipa 2–5 y Tasajero 1. Posteriormente, en 2032 saldría Gecelca 3 (164 MW) y en 2035 Gecelca 3.2 y Tasajero 2 (440 MW). Esto, según el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025

3.1.2 Resultados escenarios oferta de electricidad

El sector de la oferta de electricidad en Colombia, en el horizonte 2022-2055, se define por una reconfiguración estructural de la matriz de generación, a partir de la cual la seguridad energética y la descarbonización actúan como ejes de la planeación institucional. De acuerdo con los resultados obtenidos en el modelamiento de los escenarios de Políticas Declaradas (PD), Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN), se observa una transición desde un sistema hidrotérmico convencional hacia un ecosistema de generación diversificado compuesto principalmente por Fuente No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), como la energía solar fotovoltaica, eólica marina, eólica terrestre, nuclear y geotérmica.

Las proyecciones de oferta muestran que, si bien la base del sistema continúa apoyada en el recurso hídrico, el crecimiento de la demanda es atendido primordialmente por Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Como se evidencia en la **Figura 10**, existen variaciones en la velocidad de penetración tecnológica y el desplazamiento de combustibles fósiles según el nivel de ambición climática definido para cada escenario.

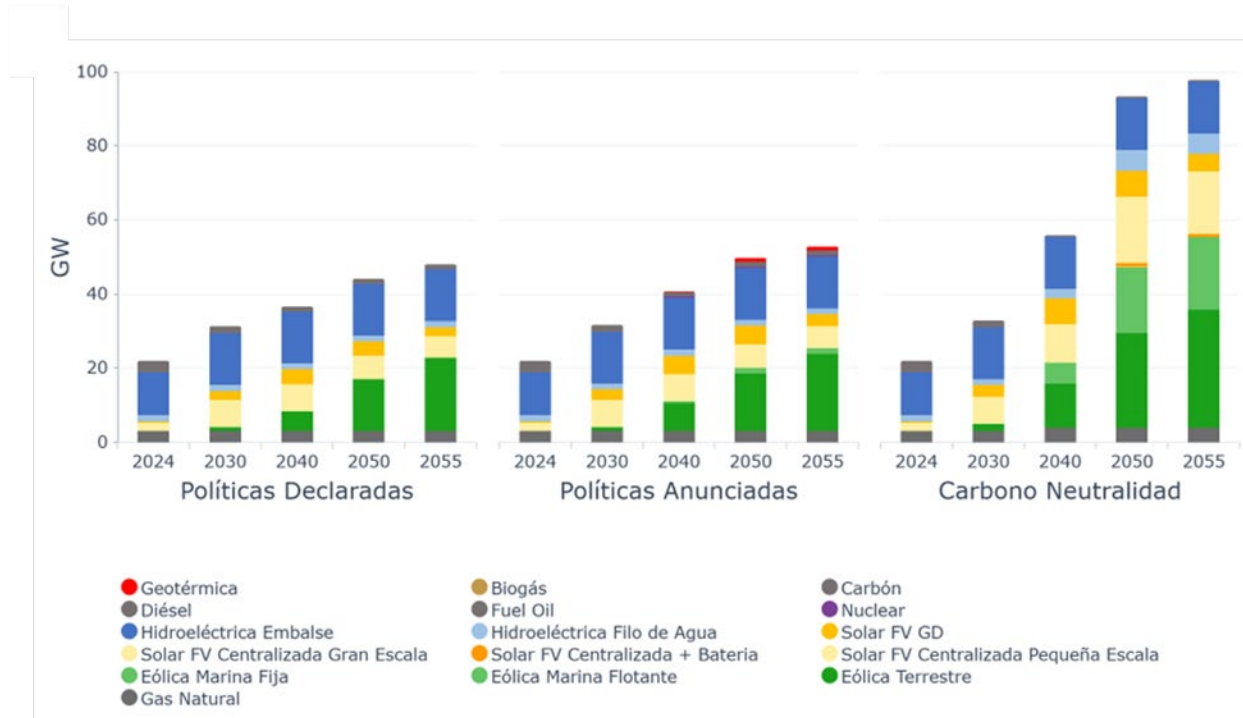


Figura 10. Comparativa capacidad instalada por escenarios.

De manera transversal en todos los escenarios, como se observa en la **Figura 11**, la energía solar fotovoltaica posee una menor participación relativa de frente al vector eólico (terrestre y marítimo) al cierre del horizonte de planeación, esto responde a restricciones técnicas asociadas a la intertemporalidad de esta tecnología. Al desagregar la curva de carga horaria nacional en diferentes franjas temporales, el algoritmo de optimización lineal identifica que el recurso solar cuenta con una limitación estructural, la cual radica en que su disponibilidad está confinada estrictamente a las horas diurnas.

Esta restricción temporal implica que la tecnología solar no puede atender de forma directa algunos de los picos de máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los cuales ocurren históricamente en las franjas nocturnas. En contraste, la energía eólica terrestre y marina en la zona norte de Colombia exhiben una mayor complementariedad intertemporal, con mejores factores de planta.

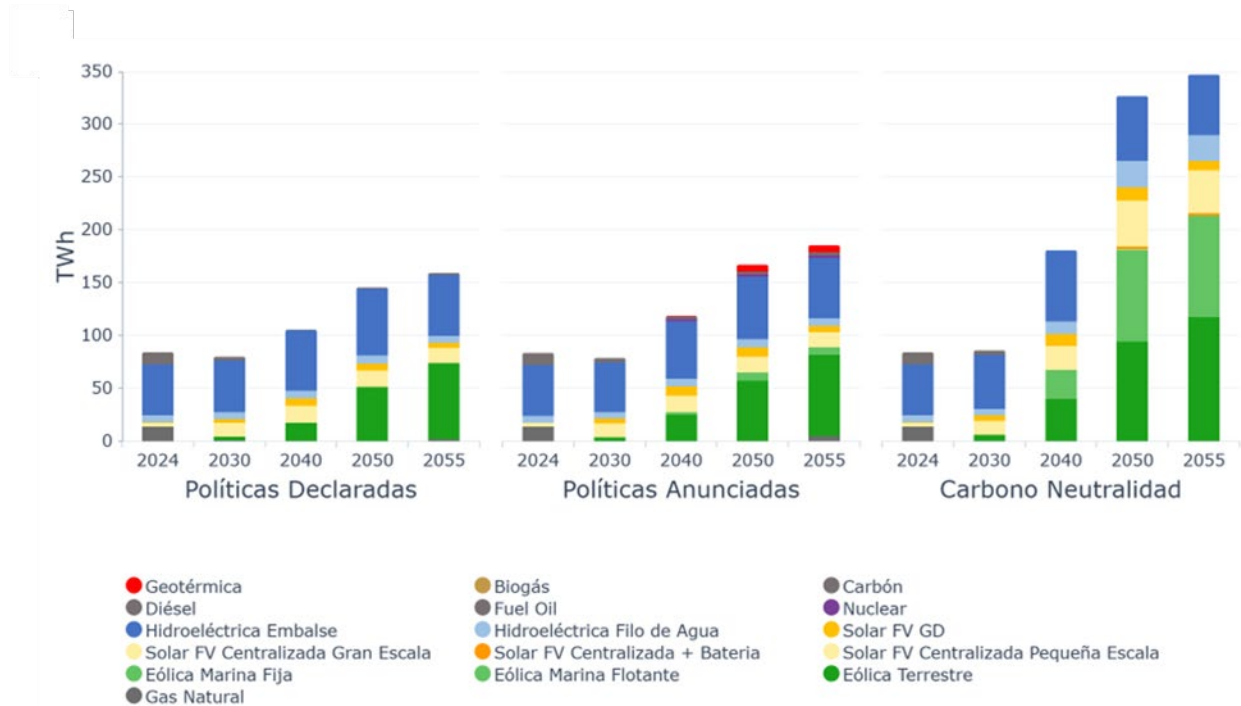


Figura 11. Comparativa generación de electricidad por escenarios.

La transformación del modelo de oferta es indispensable para viabilizar los compromisos internacionales de mitigación adquiridos por Colombia en su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC), para esto se incorporan tecnologías de base libre de emisiones que diversifican los mecanismos de confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional frente a la variabilidad climática, contribuyendo con la estabilización del costo de la energía frente a la volatilidad internacional de los combustibles fósiles.

En lo que respecta a la evolución de la generación por tecnología, la hidroelectricidad de embalse mantiene su rol como principal fuente de firmeza en el sistema nacional. En el año base 2024, esta tecnología registró una participación del 65% en la producción de electricidad. Hacia el final del periodo de análisis en 2055, el escenario de Políticas Declaradas (PD) proyecta que la hidroelectricidad alcance los 64,44 TWh, lo que representa un crecimiento del 17,91%. No obstante, su participación relativa dentro de la matriz total disminuye frente a la entrada de proyectos de energía solar y eólica, habilitados por el desarrollo en la infraestructura del sistema eléctrico, cómo es el caso del proyecto de transmisión de colectora, el cual se convierte en un proyecto habilitador para interconectar los proyectos de generación de energía eléctrica renovable de la zona norte, con el resto del país, permitiendo la gestión de más de 1.000 MW,

con entrega prevista para agosto de 2026 (Minenergía, 2025). La importancia estratégica de la línea Colectora radica en que levanta la restricción técnica de red que históricamente ha confinado el potencial eólico y solar en dicha zona, convirtiéndose en una de las arterias principales que viabiliza la reconfiguración tecnológica de la matriz de generación y aporta a la diversificación, suficiencia y resiliencia climática del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Por otra parte, la oferta en el escenario de Políticas Anunciadas (PA) la inclusión de la energía nuclear a partir del año 2038, con una oferta establecida de 2,51 TWh, permite a la matriz de generación de energía eléctrica contar con fuentes de alta densidad energética para asegurar el soporte de carga base. Esta estrategia de diversificación tecnológica se complementa con el despliegue progresivo de la geotermia, la cual ingresa a la matriz de generación en el año 2040 con una producción de 0,64 TWh y escala de forma sostenida hasta alcanzar los 6,40 TWh para el año 2055. El aprovechamiento de este potencial aporta una estabilidad operativa al sistema, y actúa en coordinación con la generación nuclear para mitigar la dependencia hídrica estructural y absorber las fluctuaciones de las fuentes intermitentes.

La transformación de la matriz de generación en (PA) se sustenta en una expansión de la capacidad instalada, como se ilustra en la **Figura 10**, donde la flexibilidad y seguridad del sistema se convierte en un aspecto fundamental en esta transición energética. Los resultados de capacidad evidencian que el cumplimiento de las metas de transición requiere la integración de nuevos vectores energéticos ausentes en la planeación tradicional.

En el escenario de Políticas Anunciadas (PA) el gas natural opera como el energético de transición y soporte térmico, representando una participación en la generación inferior al 3% para el 2055. Por el contrario, las centrales térmicas basadas en carbón exhiben un decrecimiento en la generación de electricidad, pasando de generar el 11,2% en el 2024 a 0% para el final del horizonte.

Este tránsito desde una matriz hidrotérmica hacia una configuración diversificada con alta penetración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER) cuenta con precedentes exitosos a nivel internacional, siendo el caso de Uruguay el referente más consolidado en la región. Mediante una política de Estado sostenida, Uruguay logró transformar su matriz eléctrica que presentaba una alta vulnerabilidad hídrica similar a la colombiana, hasta consolidar una matriz donde la combinación de energía eólica y solar fotovoltaica abastece regularmente más del 38% de su demanda anual, operando en complementariedad con su parque hidroeléctrico y reduciendo así el respaldo térmico fósil (Low carbon power, n.d.).

La configuración final de la oferta de energía eléctrica al cierre del horizonte de planeación en 2055 revela el impacto de las decisiones de política pública y los niveles de ambición climática sobre la infraestructura nacional. Al contrastar los resultados de generación y la evolución de la capacidad instalada, es claro que la transición energética no solo depende del despliegue de grandes parques de generación, sino también de la descentralización y la gestión de la variabilidad del sistema.

En cuanto al escenario de Carbono Neutralidad, el aseguramiento de la flexibilidad y el soporte operativo del sistema ante el ingreso de las FNCER se apoya en la incorporación de sistemas con almacenamiento de energía eléctrica como la energía solar fotovoltaica con baterías, tecnología que permite gestionar los excedentes producidos durante las horas de mayor radiación diurna para introducirlos en los momentos de máxima demanda del sistema, en este escenario la incorporación de sistemas con almacenamiento en la matriz de generación anual se registra a partir del año 2047 con una producción inicial de 2,30 TWh.

Como consecuencia del fenómeno del niño, se observa un incremento transitorio en la generación a través de plantas carboeléctricas que alcanza un pico de 9,34 TWh en 2024, que representa un aumento superior a 170% respecto a los 3,45 TWh de 2022, es por ello que uno de los aspectos más relevantes para contribuir a la descarbonización de la oferta de electricidad, es la trayectoria decreciente de la generación con base en carbón. En el escenario de Políticas Declaradas (CN) se inicia una senda de retiro de estas tecnologías, que culmina con su salida total de la matriz hacia el año 2035. Este desplazamiento progresivo de los combustibles fósiles es compensado por un crecimiento progresivo de la tecnología eólica terrestre; mientras que en 2030 esta fuente aportaría 5,67 TWh, para el año 2055 se proyecta una producción de 117,38 TWh equivalente al 33,8% de la generación de electricidad, posicionando a la energía eólica terrestre como piedra angular de la oferta eléctrica nacional al cierre del horizonte de estudio.

En el escenario Carbono Neutralidad (CN), la tecnología solar fotovoltaica a gran escala comienza a reportar una oferta de 13,27 TWh en 2030, escalando de manera sostenida hasta alcanzar los 40,97 TWh en 2055. A esto se suma la entrada estratégica de la eólica marina fija, la cual proyecta una generación de 94,75 TWh para 2055 y convierte a las energías eólica y solar fotovoltaica en recursos determinantes para alcanzar la carbono neutralidad.

Por otra parte, la estructura de la oferta en el escenario de Carbono Neutralidad incorpora tecnologías de base libre de emisiones para respaldar la salida de los ciclos combinados de gas natural, los cuales desaparecen de la matriz en (CN) a partir de 2037. En síntesis, la oferta de electricidad transita de un modelo de con base hídrica y respaldo térmico fósil a uno de complementariedad tecnológica avanzada, con lo cual el escenario (CN) no solo logra la

descarbonización total de la oferta de carbón para 2035, sino que establece una matriz diversificada capaz de soportar la electrificación integral de país.

Un indicador de esta transformación es la generación solar fotovoltaica distribuida, la cual representa la democratización de la energía. En el escenario de Políticas Declaradas (PD), la generación con esta tecnología alcanza los 4,31 TWh, lo que refleja una adopción inercial basada en los incentivos actuales. No obstante, con referencia al escenario (PD) en el escenario (CN) esta cifra se eleva a 8,51 TWh, un incremento equivalente a 97,44%, lo que implica una expansión de la capacidad distribuida en soluciones solares fotovoltaicas, y contribuye a la reducción de pérdidas de transporte, así como a una participación en forma de prosumidor del usuario final.

Como se observa en la comparativa de la **Figura 11.**, el escenario (CN) no sólo desplaza la generación fósil, sino que redefine la suficiencia mediante una matriz en la que las FNCER poseen una participación de 83,5% en la generación de electricidad al final del horizonte.

Mientras que en el escenario (PD) la capacidad de generación firme sigue recayendo en la térmica convencional y la hidroelectricidad, que en conjunto suman más del 38% de la capacidad instalada al 2055, en el escenario (CN) la energía eólica, con una generación de 213,26 TWh, se consolida como un nuevo pilar de capacidad firme estacional, que aprovecha el régimen de vientos de la costa norte para complementar la variabilidad de otras fuentes de generación.

La gobernanza de este tránsito estructural requiere la articulación institucional concurrente del Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la CREG, el operador del sistema (XM) y las empresas transportadoras y distribuidoras. Como recomendación de política pública prioritaria, se establece la necesidad de estructurar subastas de expansión específicas para almacenamiento y servicios de flexibilidad, junto con la flexibilización de los trámites ambientales para la masificación de los proyectos con FNCER.

Finalmente, la comparativa de escenarios demuestra que alcanzar la meta de 0 TWh en generación de carbón no es solo un hito en tema de emisiones, sino un reto de ingeniería que exige un incremento del 160% de la capacidad de generación eólica y de 97,96% la contribución de la energía solar distribuida frente a lo proyectado en las políticas declaradas. En este sentido, el éxito del Plan Energético Nacional dependerá de la sincronización regulatoria entre la entrada oportuna de la nueva infraestructura de red y el retiro programado de los activos térmicos convencionales.

En conclusión, los resultados del sector de la oferta de electricidad en Colombia evidencian que el cumplimiento de los compromisos climáticos nacionales de largo plazo y la descarbonización

estructural de la matriz de generación dependen estrictamente del nivel de ambición regulatoria y de la velocidad con que se desplieguen las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Mientras que el escenario de Políticas Declaradas prolonga la inercia hidrotérmica convencional y la vulnerabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ante choques climáticos como el Fenómeno de El Niño, las trayectorias de Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad trazan un salto técnico irreversible hacia un ecosistema diversificado, liderado principalmente por los vectores eólico (terrestre y marítimo) y solar fotovoltaico.

3.2 Oferta de carbón

La minería constituye componente estratégico del sistema energético nacional. Por una parte, el carbón es el segundo producto de exportación del país después del petróleo. En 2024, Colombia se posicionó como el quinto exportador mundial de carbón térmico y el cuarto exportador de coque metalúrgico, con un total de 64 millones de toneladas exportadas (Centro Regional de Estudios de Energía, 2024). Esta posición refleja la estrecha integración de la minería carbonífera nacional con la dinámica del comercio internacional. En términos económicos, representó una contribución directa de más de USD 5.707 millones FOB en exportaciones (DIAN, 2025), aproximadamente una participación del 1,5% del PIB nacional, y cerca de 130.000 empleos directos a lo largo de su cadena productiva, lo que evidencia el peso estructural de la actividad carbonífera en la economía colombiana y en las regiones productoras. A estas cifras se suma el aporte por regalías, que en 2023 alcanzó un recaudo histórico superior a los 9,19 billones de pesos, del cual el carbón representó el 87,4% (UPME, 2026).

Dentro del marco de la transición energética, el sector enfrenta una transformación estructural condicionada por la dependencia de la dinámica de comercio exterior, por un lado el carbón térmico se encuentra en proceso de reducción progresiva, y por otro, el carbón metalúrgico mantiene su demanda por su vínculo con la industria del acero y las ferroatomociones. En este contexto, la Transición Energética Justa (TEJ) va más allá de orientar la reducción progresiva del carbón térmico en la matriz energética, y exige garantizar que los territorios y comunidades históricamente vinculados a esta actividad cuenten con procesos de reconversión productiva, diversificación económica y acompañamiento social que eviten una pérdida abrupta de su sostenibilidad.

3.2.1 Insumos para la modelación de la oferta de carbón

En el desarrollo de la modelación del PEN 2025-2055 se consideraron como insumo para el sector de oferta de carbón los siguientes datos, partiendo de que a corte de 2023, Colombia contaba con reservas probadas de carbón de 468,26 Mt y reservas probables de 760,67 Mt, certificadas bajo el estándar CRIRSCO por la Agencia Nacional de Minería. Los recursos medidos ascienden a 2.520 Mt, los indicados a 1.672 Mt y los inferidos a 1.673 Mt¹². Estos yacimientos se concentran en los departamentos de Cesar, La Guajira, Cundinamarca, Boyacá, Córdoba, Norte de Santander y Cauca, y se destacan por su alta calidad calorífica, con valores entre 6.600 y 7.100 kCal/kg en La Guajira y el Cesar, frente a promedios de 5.450 kCal/kg en Indonesia y 5.209 kCal/kg en el occidente de la India¹³, lo que sustenta su competitividad en los mercados internacionales.

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo Minero (PNDM), la industria minera ha experimentado una transformación significativa en su estructura productiva (UPME, 2024). Mientras que el carbón fue históricamente la base de ingresos de 19 de las 40 mayores empresas mineras del país, para 2022 solo 11 de estas compañías mantenían ingresos asociados a este mineral (PwC, 2023). Este cambio coincide con el crecimiento de la producción de minerales vinculados a energías renovables y vehículos eléctricos, evidenciando una canasta minera más diversificada.

Carbón térmico

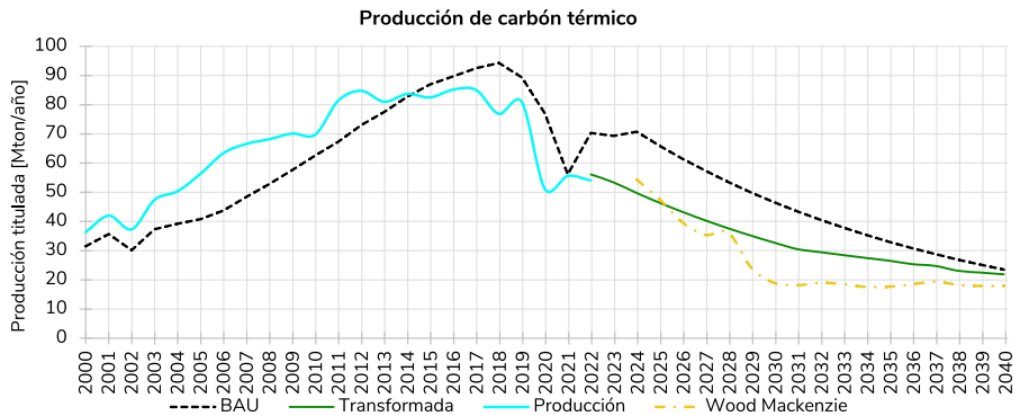
El análisis del carbón térmico se estructuró a partir de la dinámica del mercado internacional y de los procesos globales de descarbonización, dada la alta integración de la minería carbonífera colombiana con el comercio exterior. Su producción ha mostrado una trayectoria variable, con una caída pronunciada en 2020–2021 asociada a la pandemia de COVID-19. En el caso Colombiano, además de la situación internacional, esta dinámica también ha estado influida por eventos como la devolución de títulos mineros por parte de Prodeco y la proximidad al

¹² Extraído de: ANM – Grupo de Estudios Técnicos (GET). Guía de Buenas Prácticas para la Exploración y Estimación de Recursos y Reservas de Carbón (GBPC). Bogotá, agosto de 2024, Tabla 1.
<https://www.anm.gov.co/sites/default/files/2024-12-20-Guia-buenas-practicas-exploracion-estimacion-recursos-reservas-carbon.pdf>

¹³ Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2021). Minería de carbón en Colombia: Transformando el futuro de la industria.
<https://www.minenergia.gov.co/static/mineriaco/src/document/documento%20carbon.pdf>

vencimiento de contratos de gran minería, entre ellos el de Cerrejón en La Guajira, estimado para febrero de 2034.

Por estas razones, y en línea con las perspectivas internacionales que apuntan al estancamiento y posterior descenso de la demanda mundial de carbón durante la presente década, el PEN proyecta una declinación estructural de la producción en los tres escenarios modelados. Dentro del ejercicio del PEN 2025-2055, para los tres escenarios modelados se utilizó como insumo para la producción de carbón térmico la proyección presentada por Wood Mackenzie 2024, compiladas por la UPME en el PNDM 2024-2035 (Figura 12).



Fuente: Elaboración propia UNAL-UPME

Figura 12. Escenarios de simulación para producción de carbón térmico en Colombia, tomado del PNDM 2026

En coherencia con las políticas globales de descarbonización, la modelación proyecta, para los tres escenarios, una reducción progresiva de la producción nacional de carbón térmico hasta aproximadamente 19 Mt/año hacia 2040, con una tendencia descendente que se profundiza en todos los escenarios hacia 2050. Esta trayectoria responde a factores estructurales que actúan de forma simultánea, especialmente determinados por los planes de cierre minero de los principales productores del país y la contracción de la demanda nacional e internacional derivada de los compromisos globales de descarbonización. Desde el punto de vista metodológico, la producción modelada se fundamenta en las tendencias históricas del Plan Nacional de Desarrollo Minero (PNDM), tomando como referencia las reservas en desarrollo, es decir, aquellas con infraestructura existente, licenciamiento ambiental y social vigente y beneficios económicos directos derivados de su explotación (UPME, 2024). Bajo este enfoque, la oferta

se ajusta endógenamente a la demanda nacional e internacional, sin introducir restricciones adicionales distintas a las que imponen la disponibilidad de reservas y los cierres programados de proyectos mineros.

En el caso del carbón térmico, la producción depende principalmente de la dinámica del mercado internacional y de las decisiones operativas de los principales productores. Cerrejón ha anunciado una reducción de su producción anual de entre 5 y 10 millones de toneladas, con un volumen estimado entre 11 y 16 millones de toneladas. En el caso de Drummond, los eventuales ajustes se condicionan a la evolución del mercado, después de una producción de 29,6 millones de toneladas en 2023 y exportaciones por 27,0 millones de toneladas. Estos comportamientos son coherentes con la lógica del escenario de Políticas Anunciadas, que incorpora estrategias indicativas o medidas en proceso de adopción y refleja un nivel intermedio de ambición climática, en el cual las decisiones de oferta responden a las intenciones de los actores privados y al estado del mercado internacional, sin estar vinculadas a mandatos de reducción específicos.

Para el escenario de Políticas Anunciadas, las proyecciones se construyeron a partir del PNDM 2024-2035 con base en las proyecciones de Wood Mackenzie para el carbón térmico. El escenario no impone restricciones aceleradas de retiro de capacidad extractiva ni penalizaciones de carbono sobre la minería del carbón térmico. Por tanto, el nivel de producción queda determinado en mayor medida por la señal del mercado y por la vida útil de las operaciones existentes, reflejando la incertidumbre sobre el ritmo efectivo de implementación de las políticas anunciadas.

En el escenario de Carbono Neutralidad, la oferta de carbón de ambos tipos mantiene la misma tendencia decreciente presentada en el escenario de Políticas Anunciadas, en línea con las dinámicas internacionales de oferta y demanda de carbón térmico y con los compromisos de descarbonización de largo plazo. De acuerdo con las proyecciones de Wood Mackenzie, la producción colombiana de carbón térmico experimentaría una caída del orden del 77% hacia 2045 como reflejo de la contracción estructural de los mercados internacionales y la pérdida progresiva de competitividad del energético en un contexto de transición global. Esta dinámica tiene implicaciones directas sobre los niveles de producción, inversión y empleo en las regiones productoras, dada la posición de Colombia como quinto exportador mundial de carbón térmico.

La producción de carbón térmico se reduce de manera progresiva y consistente con las fechas de vencimiento de los títulos mineros, evitando extensiones o renovaciones que prolonguen su rol en el sistema energético. Esta trayectoria incorpora como referencia la finalización del

contrato de Cerrejón, estimada para febrero de 2034, y la experiencia de devolución de títulos por parte de Prodeco, como hitos en la reducción estructural de la capacidad extractiva. La producción se ubica en alrededor de 29 millones de toneladas anuales hacia 2035 y en aproximadamente 2 millones de toneladas hacia 2050; en el corto y mediano plazo se estabiliza entre 10 y 11 millones de toneladas anuales, para iniciar un descenso más marcado a partir de la segunda mitad de la década de 2030, impulsado por la consolidación de políticas de migración hacia energéticos y procesos con menores emisiones directas de carbono.

La reducción de la oferta de carbón térmico se alinea explícitamente con los principios de una transición energética justa, al considerar los impactos territoriales, sociales y laborales en las regiones carboníferas. La disminución de la actividad extractiva requiere procesos de planificación anticipada que acompañen la reconversión productiva y la re-dinamización económica de los territorios con dependencia histórica del carbón.

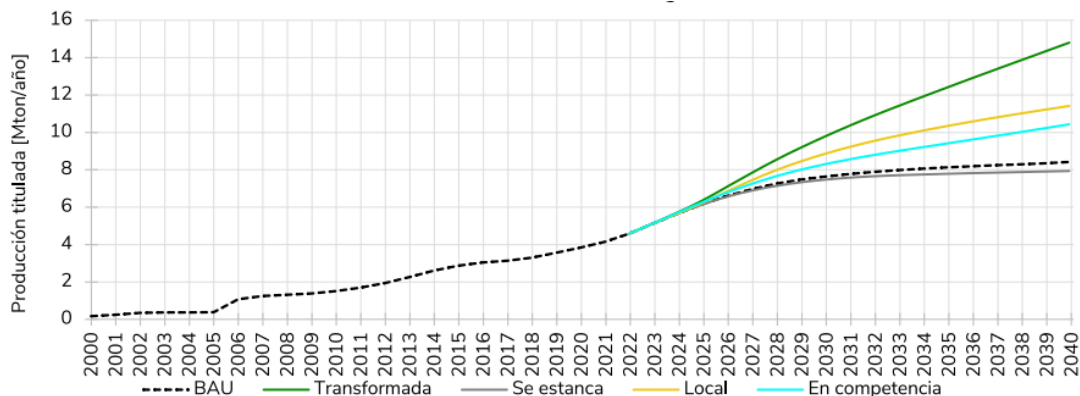
En el mismo sentido, la producción de carbón está ligada a la evolución global de tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) y Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS). En la medida en que estas tecnologías maduren y escalen, pueden prolongar la viabilidad del carbón térmico como insumo energético al reducir sus emisiones directas. No obstante, a partir de la década de 2030 se anticipa una reducción progresiva y estructural de la producción, como resultado de la consolidación de políticas orientadas a la transición hacia energéticos y procesos con menores emisiones directas de carbono. En el largo plazo, la contracción de la demanda internacional y los compromisos climáticos nacionales profundizan la tendencia descendente, en línea con una trayectoria común a todos los escenarios modelados.

Carbón metalúrgico

El carbón metalúrgico ocupa un lugar diferenciado dentro de la matriz minera colombiana, y ha sido reconocido como mineral estratégico por su vinculación directa con los procesos industriales de producción de acero, ferroaleaciones y coque (ANM, 2023). En el primer semestre de 2024, el coque representó el 9,65% del valor de las exportaciones mineras del país, y ocupó el séptimo lugar entre todos los productos exportados (UPME, 2026). La apuesta por el carbón metalúrgico como insumo estratégico se enmarca en el Eje 6.1.4 del PNDM 2024-2035, orientado a la transformación productiva y al fortalecimiento de encadenamientos para la reindustrialización de la economía colombiana. Esta estrategia se sustenta en la experiencia de empresas como Acerías Paz del Río S.A., única siderúrgica integrada del país, que desarrolla el

proceso completo desde la extracción de carbón metalúrgico, caliza y hierro hasta la producción de acero (UPME, 2026).

En el horizonte de planeación del PEN 2025-2055, las proyecciones de producción de carbón metalúrgico toman como referencia el escenario BAU del PNDM 2024-2035, en los tres escenarios de modelado del PEN (Figura 13), calibrado con el promedio histórico del período 2020-2024 del Balance Energético Colombiano (BECO) 2024 (UPME, 2024). Los precios de referencia internacionales se obtienen a partir del índice HCC (Hard Coking Coal) reportado en el SIMCO, mientras que los precios internos corresponden a la Ficha de Carbón de la UPME. En general, la producción presenta una tendencia al alza, alineada con las apuestas estratégicas del plan de industrialización, con la demanda de materiales asociada a la electrificación de la economía, y los compromisos climáticos. La tendencia también se sustenta en el incremento de las reservas probadas desde 2018, como resultado de mayores actividades exploratorias. No obstante, el escenario también considera una reducción estimada del 14% en las reservas en desarrollo entre 2023 y 2040 (UPME, 2024).



Fuente: Elaboración propia UNAL-UPME

Figura 13. Escenarios de simulación para producción de carbón metalúrgico en Colombia, tomado del PNDM 2026

En el escenario de Políticas Anunciadas, la oferta de carbón se ajusta progresivamente a la evolución de la demanda interna y externa, en coherencia con los compromisos anunciados, sin incorporar medidas específicas de gestión directa de la oferta. La producción de carbón metalúrgico se mantiene sin restricciones explícitas derivadas de la política energética, dado su rol como insumo industrial y su demanda sostenida en mercados externos.

De manera diferenciada, el escenario de Carbono Neutralidad mantiene la producción de carbón metalúrgico como insumo estratégico para la industria. La producción se estabiliza en el corto plazo en alrededor de 10 a 11 millones de toneladas anuales y decrece de forma más gradual después de 2035, alcanzando aproximadamente 8 millones de toneladas hacia 2050. Dicho comportamiento se asocia al crecimiento proyectado de la industria metalúrgica nacional, concebido como parte de la transformación de la economía colombiana hacia una mayor agregación de valor industrial (MME, 2023). Adicionalmente, la demanda de carbón térmico en el sector industrial refuerza la señal de contracción del mercado interno, dado que este sector ha representado históricamente entre el 20 y el 28% del consumo energético total del energético en el país.

3.2.2 Resultados escenarios oferta de carbón

Los resultados de la modelación evidencian trayectorias de producción diferenciadas según el tipo de carbón y el escenario analizado, reflejando tanto la integración de Colombia con los mercados internacionales como el grado de ambición climática de cada trayectoria.

Carbón térmico

La **Figura 14** presenta las trayectorias de capacidad máxima de producción y producción para consumo interno de carbón térmico en los tres escenarios en el horizonte 2022–2055. Los tres escenarios exhiben un comportamiento estructuralmente similar en términos de capacidad productiva, lo que indica que la dinámica de la oferta de carbón térmico está determinada principalmente por la disponibilidad de reservas y los planes de cierre de los principales operadores, más que por las políticas energéticas adoptadas en cada escenario.

La capacidad máxima de producción parte de aproximadamente 1.900 PJ (71,4 M Ton) en 2022 y sigue una trayectoria de declive pronunciado durante la primera década del horizonte, hasta ubicarse cerca de 500 PJ (18,8 M Ton) hacia 2030-2031, nivel en el que se estabiliza durante el resto del horizonte de proyección. Esta caída refleja principalmente el agotamiento progresivo de las reservas en explotación, el vencimiento de títulos mineros vigentes sin renovación y los planes de cierre anunciados por los principales operadores del país, entre ellos Cerrejón y Prodeco.

En comparación con la capacidad disponible, la producción para consumo interno de carbón térmico, asociada principalmente al consumo del sector industrial y, a la generación de

electricidad, se mantiene en niveles relativamente estables en los tres escenarios a lo largo del horizonte en los tres escenarios con valores entre 50 y 150 PJ (1,9 y 5,6 MTon) anuales. Hacia 2055, presenta una tendencia levemente decreciente, en coherencia con la sustitución progresiva del carbón en la generación eléctrica y la electrificación de procesos industriales. En el escenario de Carbono Neutralidad, la reducción es más pronunciada y la producción para consumo interno desciende hacia valores cercanos a 50 PJ (1,9 MTon) al final del horizonte, en línea con la descarbonización acelerada del sistema energético.

En los tres escenarios, la producción de carbón térmico sigue una trayectoria descendente, coherente con la contracción proyectada de la demanda internacional y con los planes de cierre minero de los principales operadores del país. La diferencia entre la capacidad máxima de producción y la producción para consumo interno configura un potencial exportador a lo largo de todo el horizonte. En el período inicial, esta brecha alcanza aproximadamente 1.750 PJ (65,7 MTon) anuales, reduciéndose hacia ~400-450 PJ (15,0-16,9 MTon) desde 2031 en adelante, conforme disminuye la capacidad productiva de los campos en operación. Este potencial exportador residual, aunque considerablemente menor al actual, se mantiene relativamente estable en los tres escenarios desde 2035 hasta el horizonte de proyección, lo que indica que Colombia mantendría su condición de exportador de carbón térmico en el mediano plazo, aunque en volúmenes inferiores a los históricos.

No obstante, el resultado debe leerse en el marco de la transición energética justa. La contracción estructural de la capacidad productiva del sector carbonífero no es únicamente un fenómeno de mercado, es también una transformación territorial y social de gran magnitud para las regiones con dependencia histórica del carbón, particularmente La Guajira, el Cesar y el Magdalena. La planificación anticipada de la reconversión productiva de estos territorios, el acompañamiento a los trabajadores del sector y la diversificación de las economías regionales constituyen condiciones necesarias para que la reducción del carbón en la matriz energética nacional sea un proceso ordenado y equitativo, coherente con los principios que orientan el presente Plan Energético Nacional.

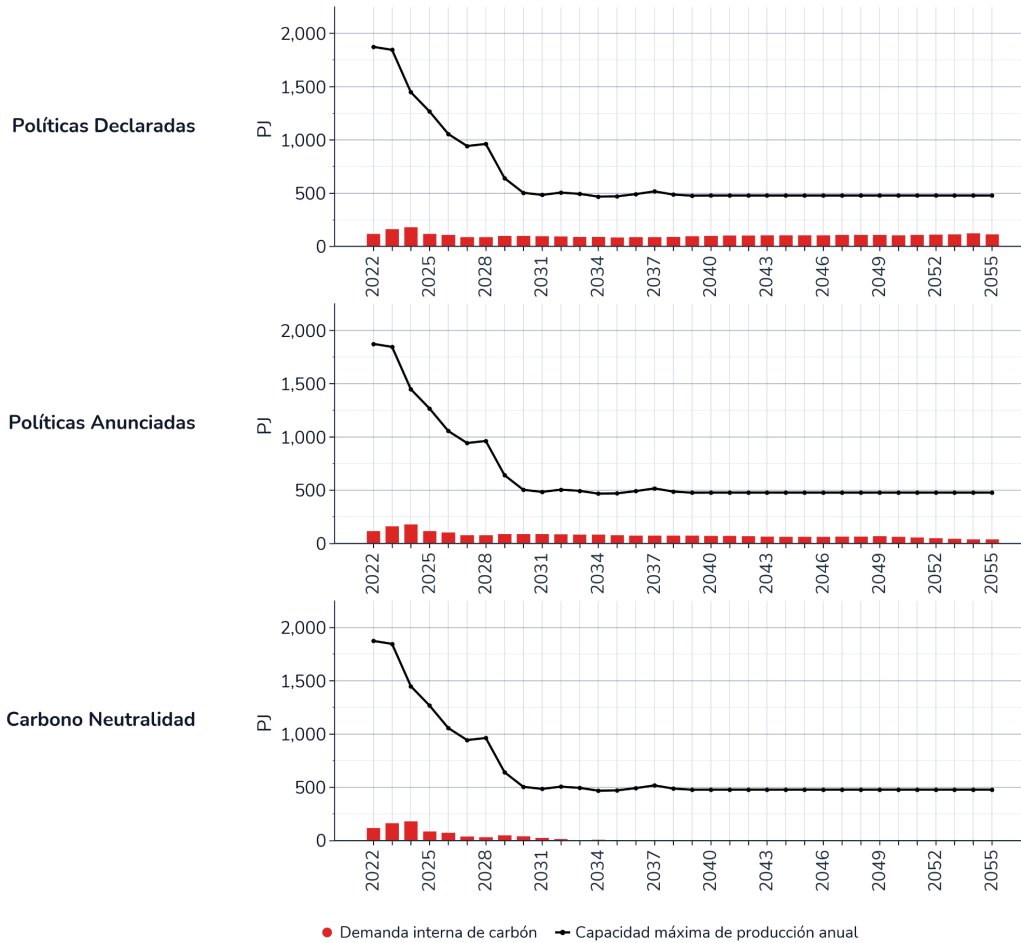


Figura 14. Producción de carbón térmico para demanda interna por escenario en comparación a la capacidad de producción

Exportaciones de carbón térmico

La **Figura 14** ilustra el potencial exportador de carbón térmico derivado de la brecha entre la capacidad máxima de producción y la producción destinada al consumo interno, para los tres escenarios en el horizonte 2022–2055. Las exportaciones de coque metalúrgico, en cambio, se mantienen en niveles constantes en el mediano plazo, en coherencia con la demanda global de la industria del acero.

Al inicio del horizonte, el potencial exportador alcanza aproximadamente 1.750 PJ (65,7 MT) anuales, nivel asociado a la alta capacidad productiva actual de los grandes complejos mineros

del país y la modesta participación del carbón térmico en el consumo energético interno. A partir de 2028-2030, este potencial experimenta una contracción pronunciada y acelerada, reduciéndose hasta cerca de 400-450 PJ (15,0-16,9 MT) hacia 2031, en línea con el vencimiento de títulos mineros, los cierres programados de operaciones y el agotamiento progresivo de las reservas en explotación. Desde ese punto y hasta 2055, el potencial exportador se estabiliza en ese rango en los tres escenarios, lo que indica que Colombia mantendrá una capacidad exportadora residual de carbón térmico durante la segunda mitad del horizonte de proyección, aunque en volúmenes sustancialmente inferiores a los niveles históricos.

Este resultado tiene implicaciones fiscales y territoriales relevantes que deben ser consideradas en la planificación energética. La reducción del potencial exportador de carbón térmico en más de un 75% respecto a los niveles actuales representa una transformación estructural de los ingresos por regalías y exportaciones de los departamentos productores, en particular La Guajira, el Cesar y el Magdalena, que hoy dependen significativamente de estos recursos para financiar su gasto público e inversión social. En este sentido, el PEN reconoce que la gestión ordenada de la recomposición de la exportación del carbón térmico requiere no sólo instrumentos de política energética, sino también mecanismos de diversificación económica regional y de sostenibilidad fiscal territorial que acompañen de manera anticipada y planificada esta transición, garantizando que la reducción de la actividad carbonífera no se traduzca en una pérdida abrupta de bienestar para las comunidades y territorios históricamente vinculados a este sector.

En conjunto, los resultados de la oferta de minería confirman una transformación estructural diferenciada según el tipo de carbón. El carbón térmico transita hacia una contracción sostenida en los tres escenarios, determinada principalmente por la disponibilidad de reservas y el cierre programado de operaciones. En contraste, el carbón metalúrgico conserva su rol como insumo estratégico para la reindustrialización del país. Esta trayectoria dual ilustra el principio que orienta la planeación minero-energética del PEN en este sector, la reducción del carbón térmico no responde a una pérdida de relevancia del sector minero en la economía nacional, sino a una recomposición de su aporte, en la que la actividad extractiva se reorienta progresivamente hacia cadenas de mayor valor agregado y menor huella de carbono. La gestión de esta recomposición, que involucra regalías, empleo regional y sostenibilidad fiscal territorial, constituye uno de los principales retos de la transición energética justa en el horizonte 2025-2055 y exige una articulación sostenida entre la política energética, la política minera y los instrumentos de desarrollo regional.

Carbón metalúrgico

A diferencia del carbón térmico, el carbón metalúrgico constituye un insumo estratégico para los procesos industriales de producción de acero, ferroaleaciones y coque. Su trayectoria no está sujeta a las mismas presiones de retiro que enfrenta el carbón térmico, dado que su demanda está vinculada a la dinámica de la industria siderúrgica nacional e internacional más que a las políticas de descarbonización del sector eléctrico.

En los tres escenarios, el modelo incorpora el carbón metalúrgico como insumo productivo del sector industrial, particularmente en los procesos de reducción de mineral de hierro y producción de acero. La producción para consumo interno se proyecta de manera estable en el corto y mediano plazo, en coherencia con el crecimiento esperado de la industria siderúrgica nacional y con las apuestas de agregación de valor del Plan Nacional de Desarrollo. En el escenario de Carbono Neutralidad se contemplan mejoras en la eficiencia de los procesos industriales y la eventual incorporación de tecnologías de producción de acero verde con base en hidrógeno. Sin embargo, el carbón metalúrgico mantiene su rol durante la mayor parte del horizonte de proyección, debido a que la sustitución tecnológica en este segmento requiere plazos de maduración y niveles de inversión que superan el horizonte de corto y mediano plazo. La gestión de la transición en el sector siderúrgico será, por tanto, un componente relevante de la política industrial y energética del país en las próximas décadas.

3.3 Oferta de Crudo, Combustibles Líquidos y Derivados

Existen dos certezas que se recogen del diagnóstico de la Hoja de Ruta de la Transición Energética respecto al futuro energético: en primer lugar, los hidrocarburos continuarán siendo necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema energético colombiano durante la transición hacia una matriz de bajas emisiones; en segundo lugar, un país con alta dependencia energética y económica del petróleo y el gas debe prepararse para enfrentar distintos escenarios de transición, desde aquellos en los que los energéticos fósiles mantienen una participación relevante hasta aquellos que impulsan una descarbonización rápida y efectiva (MME, 2024).

Colombia enfrenta una transformación estructural en su cadena de suministro de combustibles líquidos, determinada por la declinación sostenida de la producción nacional de crudo y por la implementación de políticas de transición energética. Desde su pico histórico de producción, que superó el millón de barriles por día (MBPD) entre 2013 y 2015, la oferta doméstica ha

registrado una tendencia decreciente que situó la producción nacional en 773 KBPD al cierre de 2024, con una reducción aproximada del 1% frente al año anterior. Esta trayectoria configura el escenario de base sobre el cual se proyectan las necesidades de abastecimiento de las refinerías nacionales y los requerimientos de importación de derivados para el horizonte 2025-2055.

El avance significativo en las políticas y planes de transición energética, sumado a la disminución progresiva en las reservas de hidrocarburos nacionales, impulsa la necesidad de plantear escenarios que aborden la suficiencia y la sustitución del petróleo y sus derivados. Esta sustitución se contempla no solo como fuente de energía para el país, sino también como un componente relevante del aporte al Producto Interno Bruto (PIB) colombiano, en línea con los cambios y desarrollos tecnológicos que impactan la demanda energética.

3.3.1 Insumos para la modelación de la oferta de combustibles líquidos y derivados del petróleo

La base de información utilizada para la formulación de los escenarios de petróleo y derivados integra fuentes nacionales e internacionales que permiten caracterizar tanto la trayectoria de producción como los costos asociados a la cadena de suministro. Para las proyecciones de producción de crudo, el insumo principal es el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL) (UPME, 2026), que define la carga de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y establece la diferenciación entre tres tipos de crudo: liviano, mediano y pesado. Esta desagregación permite representar con mayor precisión los rendimientos de cada corriente de refinación y los excedentes exportables por tipo de crudo nacional disponible. Como insumo complementario de oferta, se incorporan los datos de reservas probadas y probables, P1 y P2 del Informe de Reservas y Recursos del año 2024 publicado en 2025 por la ANH (ANH, 2025), que determinan los límites superiores anuales de producción y el techo acumulado de reservas disponibles para el horizonte del modelo.

Para los costos variables de producción, el precio de referencia del crudo nacional se indexa al precio internacional WTI, incluyendo el componente de transporte, de acuerdo con el análisis de la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME. La orientación normativa y estratégica de los escenarios se sustenta en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, específicamente en la sección 4.3 sobre petróleo y derivados, que establece la senda de declinación de la producción nacional desde niveles cercanos a los 800 mil barriles diarios hacia menos de 200 mil barriles diarios en 2050, en paralelo al desarrollo de estrategias de sustitución de la demanda. Las proyecciones fiscales de corto y mediano plazo se complementan con el Marco

Fiscal de Mediano Plazo del Ministerio de Hacienda, que permite estimar las implicaciones de dicha declinación sobre los ingresos nacionales y la renta petrolera. Para el escenario de Carbono Neutralidad, la referencia internacional es el escenario de Cero Emisiones Netas (NZE) de la IEA, que orienta el ritmo de declive acelerado de la producción y el consumo de combustibles fósiles líquidos en alineación con un sistema energético de cero emisiones netas en 2050.

En los escenarios Políticas Declaradas y Políticas Anunciadas, la oferta de petróleo y derivados evoluciona a partir de la producción anunciada por los agentes, ajustándose a la demanda de combustibles líquidos, sin definir políticas explícitas de eliminación de la producción. La producción de petróleo sigue una trayectoria de declinación coherente con la tendencia esperada, permitiendo una transición gradual desde niveles cercanos a los 800 mil barriles diarios hacia menos de 200 mil barriles diarios en 2050, en paralelo al desarrollo de estrategias de sustitución de la demanda.

En el escenario de Carbono Neutralidad, la oferta de petróleo y derivados se mantiene para atender la demanda residual de los sectores finales, ajustándose progresivamente a la electrificación del transporte y a las mejoras en eficiencia energética. Igualmente, se prioriza el uso de energéticos de bajas emisiones, como combustibles sintéticos, y se habilita la incorporación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) asociadas al uso de petróleo y derivados en el sistema energético.

3.3.2 Resultados escenarios oferta de combustibles líquidos

La **Figura 15** presenta la evolución de la disponibilidad de crudo nacional y la **Figura 16** las necesidades de importación de crudo para los tres escenarios en el horizonte 2025–2055. Ambas gráficas revelan la tensión estructural que enfrenta el sistema de abastecimiento de combustibles líquidos del país, en donde existe una oferta doméstica en declive sostenido y una dependencia creciente del crudo importado para mantener la operación de las refinerías nacionales.

La producción nacional de crudo parte de aproximadamente 1.822 PJ (773 KBPD) en 2024, con una composición que integra crudo liviano, intermedio y pesado. A partir de ese punto, los tres escenarios exhiben una caída pronunciada y convergente de la oferta doméstica, impulsada por el agotamiento progresivo de las reservas de los campos continentales. El crudo liviano es el primero en desaparecer de la matriz de producción, seguido del crudo intermedio, de modo que

hacia la década de 2040 la oferta nacional se reduce prácticamente a volúmenes residuales de crudo pesado. Esta tendencia es consistente en los tres escenarios de planeación, lo que indica que la declinación de la producción nacional es un fenómeno estructural independiente del escenario de política energética que se adopte.

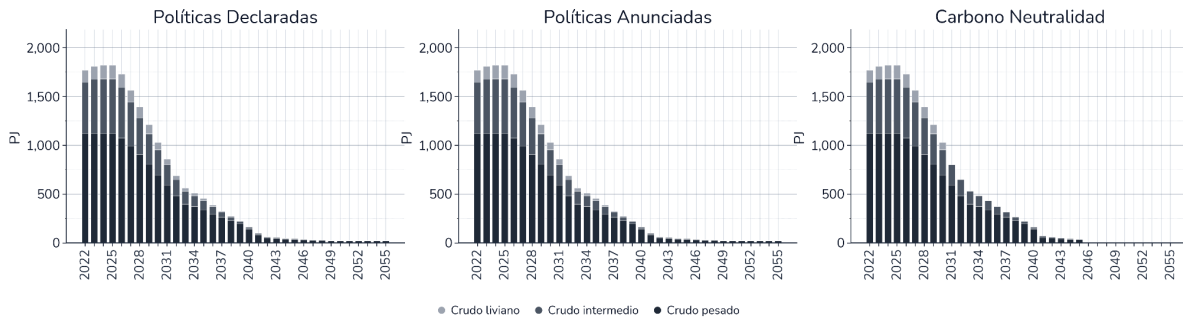


Figura 15. producción de crudo nacional (PJ)

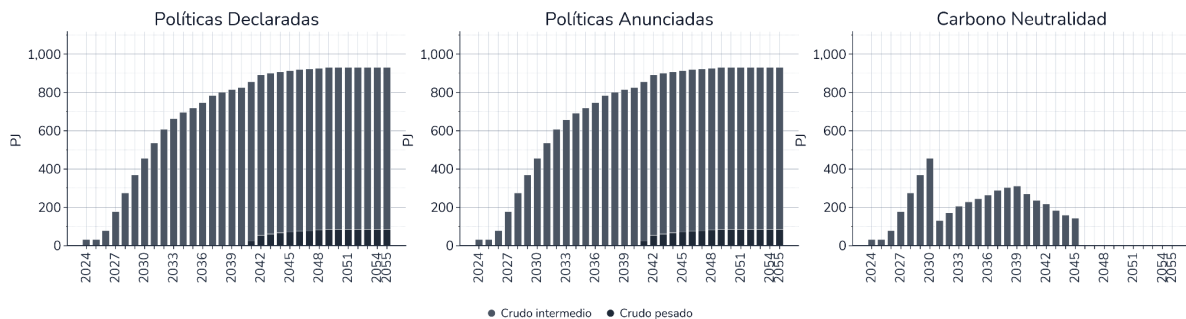


Figura 16. Necesidad de importación de crudo (PJ)

Ante este declive, las refinerías requieren un volumen creciente de crudo importado para mantener su operación, **Figura 16**, siendo el crudo intermedio el componente dominante de las importaciones en todos los escenarios.

En los escenarios PD y PA, las importaciones de crudo crecen de manera sostenida desde aproximadamente 50 PJ (22,3 KBPD) en 2025 hasta cerca de 930 PJ (416,5 KBPD) en 2055, principalmente reflejado por la necesidad de importación de crudo intermedio, reflejando la necesidad de compensar íntegramente la caída de la producción doméstica para sostener la operación a plena carga de ambas refinerías. En el escenario de carbono neutralidad, las importaciones presentan un comportamiento diferente: registran un pico de aproximadamente

450 PJ (201,5 KBPD) alrededor de 2031-2032, asociado al período de mayor brecha entre la demanda de carga de las refinerías y la oferta doméstica disponible, para luego descender y estabilizarse en valores cercanos de 270 PJ (120,4 KBPD) hacia 2040, en línea con la reducción de la operación de refinación derivada de la contracción de la demanda interna de líquidos.

La **Figura 17** presenta el potencial de exportación de crudo para los tres escenarios en el horizonte de modelado. Un resultado destacable es que los tres escenarios exhiben un comportamiento prácticamente idéntico, lo que evidencia que la dinámica exportadora de crudo está determinada por factores estructurales de oferta, principalmente el perfil de agotamiento de las reservas nacionales, y no por las políticas energéticas adoptadas en cada escenario. El crudo disponible para exportación es en su totalidad de tipo pesado, reflejo de la composición actual de la producción nacional, donde este tipo de crudo representa alrededor del 60% de las reservas remanentes. Las exportaciones parten de aproximadamente 940 PJ (421 KBPD) en 2022 y siguen una trayectoria de declive sostenido, con una caída que se acelera a partir de 2035, llevando el volumen exportable a valores cercanos a cero hacia 2040. A partir de ese punto, Colombia deja de tener potencial de exportación de crudo en cualquiera de los tres escenarios analizados, lo que representa una transformación estructural e irreversible de la posición del país en los mercados internacionales de hidrocarburos.



Figura 17. *Potencial de exportación de crudo*

De manera consecuente, el consumo total de combustibles líquidos en el horizonte de modelación presenta trayectorias marcadamente diferenciadas según el escenario analizado (**Figura 18**). En el punto de partida del horizonte de proyección, los tres escenarios comparten una demanda agregada de aproximadamente 700 PJ (313 KBPD), compuesta principalmente por diésel, gasolina corriente, jet fuel y gas licuado de petróleo (GLP). A partir de allí, las trayectorias divergen en función del ritmo de implementación de políticas de eficiencia y electrificación de la demanda.

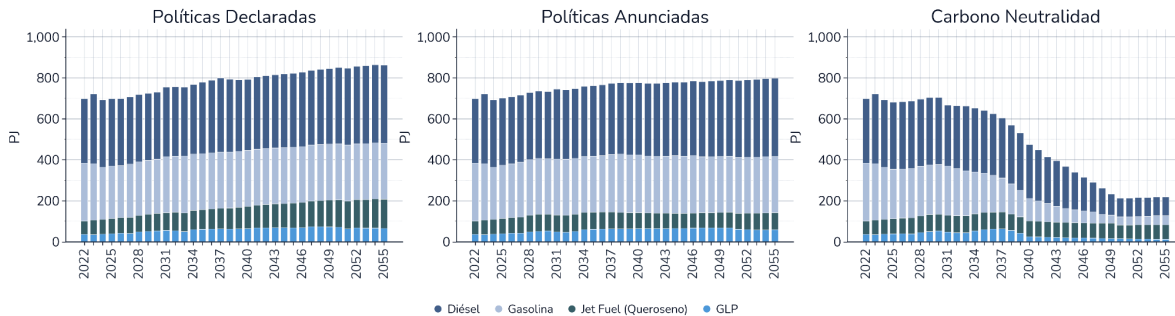


Figura 18. Consumo final de combustibles líquidos a 2055 (PJ)

En lo que respecta a la operación de las refinerías, para los escenarios PD y PA el modelo mantiene la carga de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja en su capacidad máxima durante todo el horizonte de proyección, independientemente de la evolución de la demanda interna de cada producto. Esta condición es determinante para entender la dinámica de oferta y demanda de líquidos en ambos escenarios.

La oferta de combustibles líquidos presenta comportamientos diferenciados entre escenarios (**Figura 18**). En el escenario Políticas Declaradas la demanda total se mantiene relativamente estable y con tendencia al alza, situándose en torno a los 860 PJ (385 KBPD) en 2055, sostenida principalmente por el crecimiento del jet fuel ante la ausencia de medidas de sustitución en la aviación, mientras que el diésel y la gasolina mantienen niveles de consumo estables a lo largo del horizonte. En el escenario Políticas Anunciadas, en cambio, la demanda total desciende hasta aproximadamente 790 PJ (353 KBPD) en 2055, impulsada por la caída pronunciada del diésel y la gasolina como consecuencia de la electrificación del sector transporte y con el decrecimiento de la demanda del jet fuel causado por la entrada del SAF. En el escenario de Carbono Neutralidad, la contracción es generalizada en todos los productos, alcanzando aproximadamente 220 PJ (98 KBPD) en 2055, lo que representa una reducción cercana al 85% frente al nivel inicial, impulsada por la electrificación del transporte terrestre y la sustitución de combustibles líquidos en los sectores residencial e industrial, conforme se detalló en las secciones anteriores.

En el sector de generación eléctrica, el uso de combustibles líquidos presenta comportamientos diferenciados entre escenarios. En el escenario PD, el diésel y el fuel oil utilizados en generación presentan una reducción pronunciada hasta aproximadamente 2035, tras la cual se estabilizan en niveles residuales bajos. En contraste para los escenarios PA y CN, el consumo aumenta hacia un pico cercano a 2030-2035, impulsado principalmente por el diésel, para luego

estabilizarse en un rango de 13 a 20 PJ hasta 2055, asociado a los requerimientos de firmeza del sistema eléctrico en períodos críticos de baja hidrología o alta demanda.

Dado que las refinerías operan a plena capacidad en los escenarios PD y PA, la brecha entre la producción nacional de derivados y la demanda interna, especialmente pronunciada en el escenario PA por la electrificación del transporte, se traduce en excedentes crecientes con potencial de exportación (**Figura 19**).

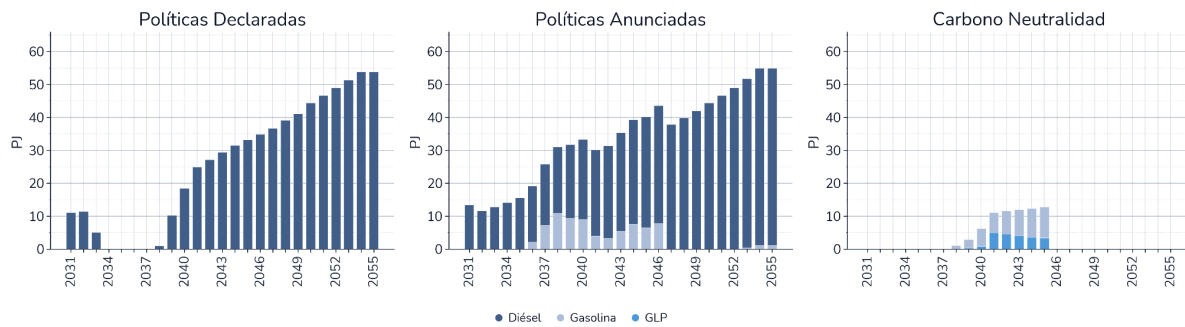


Figura 19. Potencial de exportación de combustibles líquidos por escenario

En el escenario de Políticas Declaradas, las exportaciones están compuestas exclusivamente por diésel y presentan una tendencia sostenidamente ascendente, alcanzando aproximadamente 55 PJ (24 KBPD) en 2055. En el escenario de Políticas Anunciadas, el potencial exportador es similar en magnitud, aproximadamente 55 PJ (24 KBPD) al final del horizonte, pero con una composición más diversificada: el diésel continúa siendo el principal producto de exportación, al que se suma la gasolina a partir de aproximadamente 2035, producto de la moderación de su demanda interna por efecto de las políticas de movilidad sostenible.

En cuanto a las importaciones de líquidos (**Figura 20**), en los escenarios PD y PA se observa un comportamiento estable durante todo el horizonte, con valores que oscilan en torno a los 150 PJ (67 KBPD), concentrados principalmente en gasolina y GLP para cubrir los diferenciales entre la producción nacional de las refinerías y los requerimientos específicos de la demanda interna por tipo de producto. Adicionalmente, para el análisis del escenario de Carbono Neutralidad se realizó un balance de consumo y producción de líquidos de manera exógena al modelo, y es presentado de manera posterior en las Figuras 23 y 24 de este documento.



Figura 20. Importaciones por escenario a 2055 (PJ)

De acuerdo con lo anteriormente descrito en esta sección, la **Figura 21** sintetiza los resultados anteriores respecto a la oferta de combustibles líquidos, y el agotamiento progresivo de los recursos remanentes de crudo en Colombia, independientemente del escenario de política energética que se adopte.

El recurso remanente de crudo liviano, con un punto de partida de aproximadamente 1200 PJ (196 Mbls) en 2022 que representó alrededor del 7% de las reservas totales, es el primero en reducirse alcanzando valores marginales hacia 2030-2031 en los tres escenarios. El crudo intermedio, con un recurso inicial en 2022 de aproximadamente 4.600 PJ (752 Mbls) equivalente al 26% de reservas totales, sigue una trayectoria similar de declive que lo lleva a niveles residuales hacia 2038-2040. Finalmente, el crudo pesado, que con cerca de 11.800 PJ (1929 Mbls) constituye la reserva más voluminosa del país cercano al 67% del total en 2022, presenta igualmente una curva de reducción sostenida que lo aproxima al agotamiento entre 2044 y 2048. La notable convergencia de los tres escenarios en esta gráfica confirma que la declinación de los recursos de crudo responde fundamentalmente a la dinámica propia del sistema productivo de este recurso en el país, más que a las decisiones de política energética.

Este panorama ofrece una perspectiva valiosa para orientar la planificación energética del país. El horizonte de disponibilidad de los recursos fósiles líquidos, aunque extenso en el corto y mediano plazo, es finito, lo que hace de la transición energética no solo una respuesta a los compromisos climáticos internacionales, sino también una necesidad práctica de largo plazo para garantizar la seguridad energética nacional. En este sentido, el Plan Energético Nacional plantea que la gestión ordenada y anticipada de esta transición representa la mejor oportunidad para preservar el valor de los activos existentes, diversificar las fuentes de ingresos fiscales y acompañar a los territorios, comunidades y trabajadores vinculados a la cadena del petróleo en su proceso de reconversión productiva, construyendo así las bases de un sistema energético más diverso, resiliente y equitativo.

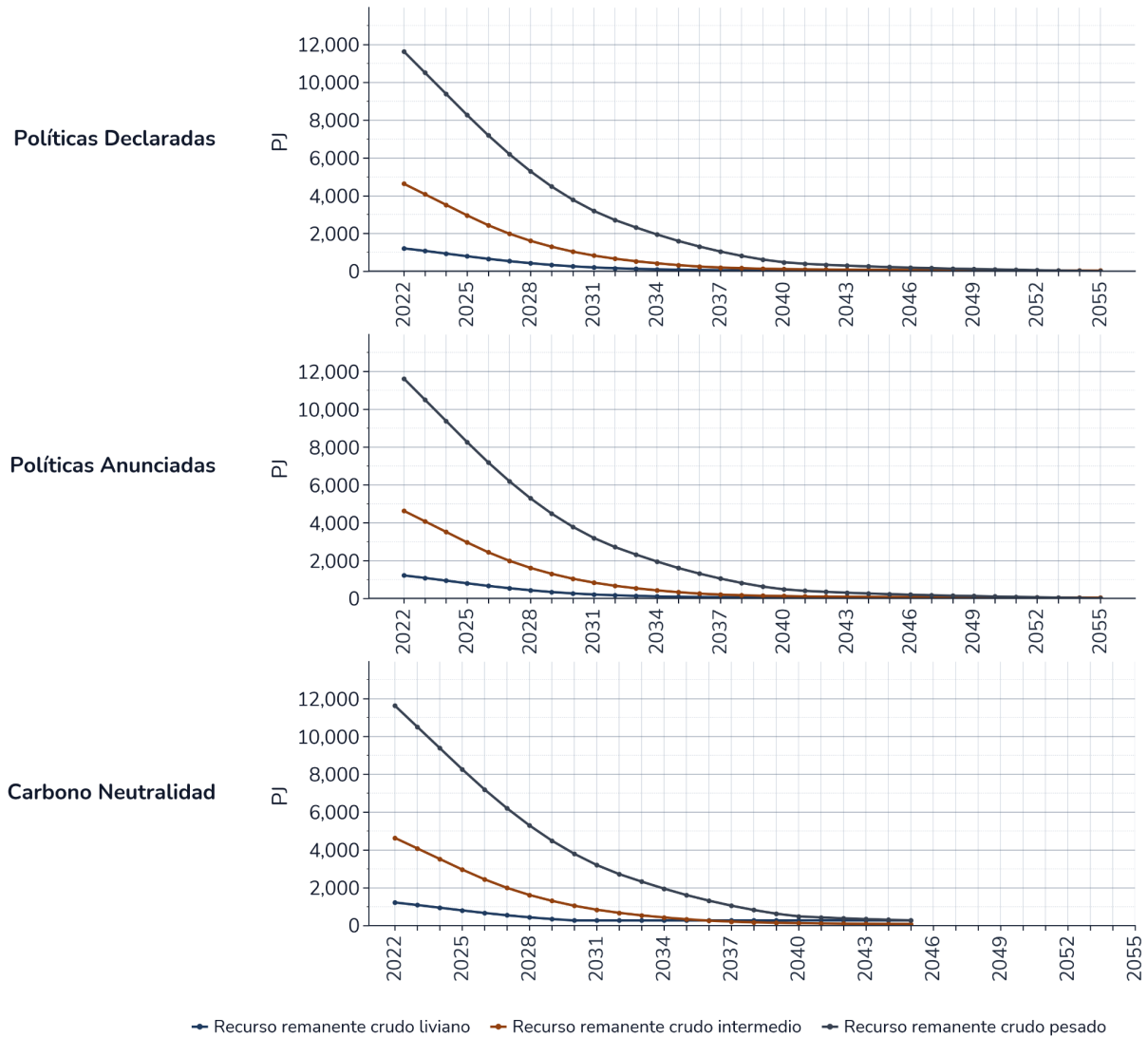


Figura 21. Disponibilidad de crudo en el tiempo

En el escenario de Carbono Neutralidad, el modelo optimiza el uso de las refinerías a partir de 2031, identificando a la refinería de Cartagena como la unidad más eficiente para atender la demanda interna de líquidos durante la transición energética. Esta racionalización de la capacidad de refinación responde de manera coherente a la reducción sostenida de la demanda interna proyectada hasta 2045, lo que representa una asignación eficiente de los recursos productivos del país.

En este contexto de transformación estructural del sector, el sistema energético nacional se apoya de manera complementaria en las importaciones para cubrir la demanda residual de derivados. Dichas importaciones, compuestas principalmente por jet fuel, gasolina y diésel, escalan progresivamente desde niveles comparables a los de los escenarios PD y PA hasta alcanzar aproximadamente 290 PJ hacia el final del horizonte de proyección, garantizando así el abastecimiento continuo y oportuno de la demanda nacional en un entorno de menor consumo de combustibles líquidos.

Garantizar el abastecimiento interno de combustibles líquidos a partir de capacidad de refinación propia constituye un elemento central de la soberanía energética nacional, en tanto reduce la exposición del país a la volatilidad de los precios internacionales de los derivados del petróleo y asegura la disponibilidad de suministro en todas las regiones del territorio, incluyendo aquellas con mayores dificultades de acceso logístico. En este sentido, un resultado que responde exclusivamente a la lógica de optimización de costos del modelo requiere una lectura cuidadosa desde la perspectiva de la política energética: la decisión de operación de la infraestructura de refinación no puede tomarse únicamente con base en criterios de eficiencia de corto plazo, sino que debe ponderar los riesgos asociados a la dependencia de mercados externos y a la resiliencia territorial del abastecimiento.

Por esta razón, se desarrollaron análisis exógenos al modelo para evaluar alternativas de operación ajustadas a la infraestructura de refinación nacional. Estas alternativas consideran, entre otros aspectos, la posibilidad de mantener ambas refinerías en operación a capacidades reducidas y ajustadas a la demanda residual proyectada, de modo que se preserve un nivel mínimo de producción nacional de derivados estratégicos compatible con los principios de seguridad de abastecimiento.

A continuación, se presentan los resultados de las alternativas evaluadas para la producción nacional de derivados, así como sus implicaciones sobre el balance de oferta de combustibles líquidos, los requerimientos de importación y los potenciales de exportación en el escenario de Carbono Neutralidad.

En el escenario de Carbono Neutralidad el país enfrenta un déficit energético estructural en el subsector de combustibles líquidos como resultado de la reducción de la capacidad de refinación nacional, lo que genera una dependencia creciente de las importaciones para satisfacer la demanda interna residual. A lo largo del horizonte de proyección, las importaciones totales de líquidos ascienden hasta aproximadamente 210 PJ hacia 2055, concentradas principalmente en

jet fuel, gasolina y diésel. Esta dependencia se manifestará principalmente en la necesidad de adquirir hidrocarburos y nuevos energéticos.

Para el escenario Carbono Neutralidad, se desarrolló un análisis exógeno al modelo que evalúa el comportamiento del sistema de abastecimiento de combustibles líquidos bajo el supuesto de mantener ambas refinerías en operación a plena carga, contrastando la producción nacional con la demanda proyectada en el escenario Carbono Neutralidad para cada producto.

Los resultados de este análisis revelan que, ante una demanda de líquidos que cae aproximadamente un 70% entre 2022 y 2055 en el escenario de Carbono Neutralidad, mantener las dos refinerías operando con sus perfiles de producción actuales genera excedentes exportables significativos en todos los productos principales (Figura 23). En el caso del diésel, la producción nacional supera ampliamente la demanda interna desde el inicio del horizonte, con un potencial de exportación que crece sostenidamente hasta alcanzar aproximadamente 240 PJ hacia 2050. La gasolina presenta el potencial exportador más relevante: las importaciones de este producto llegan a cero en 2031 como resultado del aumento en la eficiencia de la Refinería de Cartagena, y a partir de ese punto se genera un excedente de exportación que escala hasta cerca de 230 PJ hacia 2052, lo que equivaldría a aproximadamente 42,5 millones de barriles anuales, cifra que llegaría a representar cerca del 600% del consumo nacional hacia 2046. En el caso del GLP, las importaciones descienden hasta un mínimo de 1,6 PJ en 2038, año a partir del cual se invierte la tendencia y se genera un potencial de exportación de aproximadamente 4 PJ anuales entre 2039 y 2055. Finalmente, el jet fuel mantiene un balance relativamente equilibrado durante la mayor parte del horizonte, con importaciones que alcanzan un mínimo de 6,9 PJ en 2049, momento en que cambia la tendencia y se abre un potencial de exportación de aproximadamente 12 PJ anuales entre 2050 y 2055.



Figura 22. Balance de consumo de líquidos para el escenario de CN

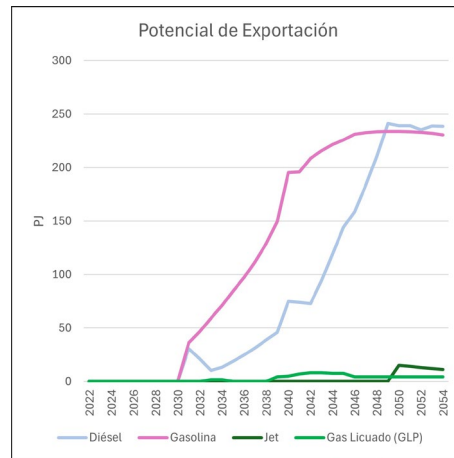


Figura 23. Análisis de potencial de exportación de líquidos en el escenario de CN

Estos resultados ponen de manifiesto que la continuidad operativa de ambas refinerías en un escenario de baja demanda no implica necesariamente una carga para el sistema energético nacional, sino que puede constituir una oportunidad estratégica de generación de ingresos por exportación de derivados, siempre que se evalúe con rigor su viabilidad económica, jurídica y comercial. No obstante, este escenario también exige contemplar ajustes en los perfiles de producción de las refinerías, orientados a adecuar la mezcla de derivados a la demanda interna residual y a las oportunidades del mercado internacional. En este sentido, la reconversión progresiva de capacidad de refinación hacia la producción de biocombustibles, como biodiésel, biojet u otros combustibles de bajas emisiones, emerge como una alternativa que permite preservar la infraestructura instalada y los encadenamientos productivos asociados, al tiempo que se alinea con las metas de descarbonización del escenario de carbono neutralidad.

Un elemento central de este análisis es la dimensión social de la continuidad operativa de las refinerías. Barrancabermeja y Cartagena concentran una proporción significativa del empleo industrial calificado en sus respectivas regiones, con encadenamientos directos e indirectos que trascienden la operación de las plantas. Una transición energética que no contemple la continuidad y reconversión de estos empleos difícilmente podrá calificarse como justa. Por esta razón, cualquier decisión sobre el futuro operativo de estas infraestructuras debe estar acompañada de una hoja de ruta de reconversión laboral y productiva que garantice la preservación del tejido industrial regional, principio que el Plan Energético Nacional recoge como condición de legitimidad de la transición energética justa hacia la Carbono Neutralidad.

Este resultado pone de manifiesto una tensión inherente al escenario de Carbono Neutralidad

entre la lógica de optimización de costos del modelo y los principios de seguridad de abastecimiento: si bien la reducción de la refinación nacional es consistente con la caída de la demanda interna de líquidos, implica simultáneamente una mayor exposición a la volatilidad de los precios internacionales de los derivados y una menor capacidad de respuesta ante interrupciones en el suministro externo. Esta consideración refuerza la necesidad de evaluar, desde la política energética, alternativas de operación de la infraestructura de refinación que equilibren eficiencia económica y resiliencia del abastecimiento interno.

En conclusión, de acuerdo con lo explicado anteriormente, los resultados de la oferta de crudo y por ende de combustibles líquidos evidencian que la declinación de las reservas nacionales de crudo constituye un fenómeno estructural, consistente en los tres escenarios de política energética analizados. En contraste, la magnitud de la dependencia de importaciones, especialmente de combustibles líquidos y la definición del rol futuro de la infraestructura de refinación nacional sí están sujetas a las decisiones de política que se adopten en el corto y mediano plazo. Esta conclusión resulta relevante para la planeación energética del país, la gestión de la transición de la cadena de suministro y refinación de líquidos, incluyendo la protección del empleo regional, la preservación del valor de los activos existentes y la diversificación de las fuentes de ingresos fiscales asociadas a los hidrocarburos, tienen que ser objeto de la política pública. En este sentido, el Plan Energético Nacional identifica la gestión ordenada de esta transición como una condición necesaria para la implementación efectiva de la Transición Energética Justa en los territorios y comunidades vinculadas a la cadena de producción y refinación de hidrocarburos.

3.4 Oferta de gas natural

El gas natural desempeña un papel clave en la Transición Energética Justa, especialmente en sectores de difícil descarbonización, donde la electrificación directa enfrenta restricciones técnicas o económicas. Desde la perspectiva de la oferta, el país cuenta con infraestructura en gran parte del territorio para su producción, transporte y distribución, lo que permite aprovechar este recurso para contribuir con un suministro confiable de energía y simultáneamente avanzar en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Desde esta perspectiva, el gas natural se perfila como un punto de partida crucial para la transición energética de la nación. No obstante, el aprovechamiento de este potencial depende de superar importantes desafíos económicos, técnicos, regulatorios y ambientales, entre ellos la materialización de proyectos de exploración y producción costa afuera, el desarrollo oportuno de infraestructura asociada y la existencia de condiciones políticas, regulatorias y financieras que permitan garantizar el

abastecimiento, la competitividad y la seguridad energética del país durante el proceso de transición.

3.4.1 Insumos para la modelación de la oferta de gas natural

Para este componente de la oferta, se tuvo en cuenta la información de reservas y recursos reportada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las proyecciones de producción e importación del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038, y el Balance Energético Colombiano 2024 como referencia histórica de consumo y punto de calibración del modelo. Adicionalmente, se incorporaron los lineamientos de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa del Ministerio de Minas y Energía, así como los escenarios de referencia internacional de la Agencia Internacional de Energía (IEA), con el fin de establecer trayectorias comparativas de reducción del uso de combustibles fósiles.

En materia de infraestructura de importación, se consideraron los tres proyectos de regasificación de GNL recomendados y en seguimiento en el ETPAGN: la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (IIGP) con capacidad de 400 MPCD en Buenaventura, la Infraestructura de Importación en La Guajira (IIGG) con 250 MPCD, y el proyecto de Cartagena, con fases de expansión hasta 533 MPCD, todos proyectados a partir de 2030. En cuanto a la nueva oferta nacional de mediano y largo plazo, se incluyeron los recursos contingentes tipo 2C del campo offshore Sirius, tomados del escenario de oferta 3 del ETPAGN, con entrada estimada a partir de 2031 en los escenarios de Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad.

En el escenario de Políticas Declaradas se utilizaron supuestos vigentes en materia de regulación y planeación del sector. Para la producción nacional, se toman como referencia las reservas probadas reportadas por la ANH y el Informe de Recursos y Reservas del año 2024 (ANH, 2025), sin incorporar los recursos contingentes offshore, cuya incorporación está condicionada a decisiones de política que no se contemplan en este escenario. Para las importaciones, se consideran los proyectos de regasificación de GNL definidos en el ETPAGN, conforme a sus cronogramas de entrada en operación y a los límites de inyección establecidos para el SNT, los cuales fueron explicados en el párrafo anterior. Estos supuestos reflejan una continuidad de las políticas y compromisos de infraestructura actualmente en curso, sin incorporar medidas adicionales orientadas a ampliar la oferta nacional o acelerar la diversificación de fuentes de abastecimiento.

En el escenario de Políticas Anunciadas, el gas natural se mantiene como energético de respaldo para la confiabilidad del sistema eléctrico y para atender la demanda de los sectores productivos

y residenciales, en un contexto de mayor penetración de fuentes renovables. Su participación en el consumo energético total se reduce progresivamente a medida que aumenta la participación de energías limpias, en paralelo con medidas de eficiencia energética y la sustitución de leña en zonas rurales. El escenario asume la continuidad de la exploración y producción conforme a la normativa vigente, incluyendo la exploración offshore, sin una política explícita de restricción de nuevas reservas. Se incorpora la posibilidad de desarrollar los recursos contingentes offshore del campo Sirius 2C a partir de 2031, lo que podría reducir los requerimientos de gas importado y afectar la viabilidad económica de las plantas de regasificación. El escenario limita nuevas inversiones de largo plazo en infraestructura no compatible con los compromisos climáticos anunciados, manteniendo al gas como energético de transición para sectores de difícil electrificación.

En el escenario de Carbono Neutralidad, el gas natural mantiene el rol de respaldo durante la transición, principalmente para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, sin priorizar el gas importado. El escenario asume la implementación de estrategias orientadas a reducir de manera acelerada la demanda, junto con una disminución progresiva de la producción y el uso de gas natural, restringiendo nuevas inversiones. Se incorpora la posibilidad de explotar los recursos contingentes offshore bajo los mismos supuestos explicados en el escenario de Políticas Anunciadas. La reducción acelerada se modela a través de una restricción de emisiones máximas alineada con las metas del sector energético planteadas en la E2050.

3.4.2 Resultados escenarios oferta gas natural

La Figura 24 presenta las trayectorias de producción nacional, importaciones y consumo total de gas natural en los tres escenarios para el horizonte 2025-2055. Los resultados revelan divergencias estructurales en la velocidad de contracción de la oferta doméstica y en el grado de dependencia de la infraestructura de regasificación, en función del nivel de ambición climática de cada escenario. En todos los escenarios, el gas natural conserva una función de respaldo operativo durante la transición energética, particularmente para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico durante períodos secos, como por ejemplo los asociados al Fenómeno de El Niño.

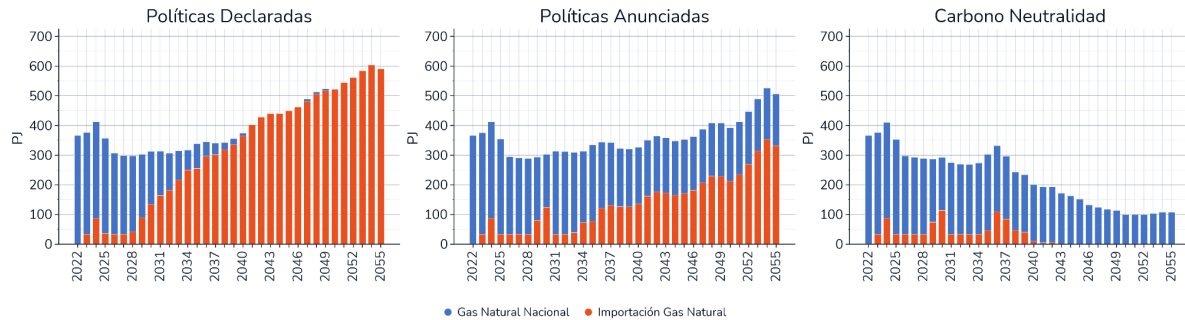


Figura 24. Oferta de gas natural por escenario 2025–2055 (MPCD / PJ)

En el escenario de Políticas Declaradas, la producción nacional de gas natural proveniente de campos continentales, principalmente en Guajira y Llanos, sigue una trayectoria de declive sostenido, consistente con el agotamiento de las reservas probadas. La producción nacional parte de aproximadamente 330 PJ (827 MPCD) en 2024 y desciende hasta valores cercanos a cero hacia 2039-2040, sin contemplar la incorporación de recursos contingentes costa afuera en este escenario. Esta caída es compensada progresivamente por la entrada en operación de los proyectos de regasificación de GNL contemplados en el ETPAGN, cuya participación se hace dominante a partir de 2040, cuando las importaciones alcanzan aproximadamente 230 PJ (576 MPCD) y se convierten en la fuente principal de abastecimiento. Como resultado, la oferta total de gas disponible crece desde 377 PJ (944 MPCD) en 2040 hasta 595 PJ (1.490 MPCD) en 2055, sosteniendo el rol del gas como energético de respaldo para la generación eléctrica y como insumo en los sectores industrial, residencial y terciario, en un contexto de bajo ritmo de sustitución de combustibles.

En el escenario de Políticas Anunciadas, la producción nacional presenta igualmente una tendencia decreciente, atenuada de manera significativa por la incorporación a partir de 2031 de los recursos contingentes costa afuera del proyecto Sirius 2C en el mar Caribe, que aportan entre 400 y 540 MPCD (160 y 216 PJ) durante la década de 2040, constituyéndose en el principal soporte de la oferta doméstica durante ese período. La oferta nacional parte de aproximadamente 330 PJ (827 MPCD) en 2024 y desciende hasta cerca de 150 PJ (376 MPCD) en 2040, donde el aporte de Sirius modera la pendiente de caída. En paralelo, los tres proyectos de regasificación del ETPAGN complementan el abastecimiento con aproximadamente 177 PJ (443 MPCD) hacia 2050, aunque con una participación más moderada que en PD dado el mayor aporte de Sirius. La oferta total de gas disponible desciende desde 411 PJ (1.030 MPCD) en 2024 hasta 302 PJ (757 MPCD) en 2030, para luego recuperarse parcialmente hasta 500 PJ

(1.251 MPCD) en 2055, en coherencia con la reducción progresiva de la demanda por mayor penetración de fuentes renovables y eficiencia energética en los sectores productivos.

En el escenario de Carbono Neutralidad, la producción doméstica de gas natural presenta la contracción más acelerada de los tres escenarios. Al igual que en el escenario de Políticas Anunciadas, la incorporación de Sirius 2C a partir de 2031 aporta un soporte a la oferta nacional durante el período 2031–2045, con volúmenes de entre 400 y 540 MPCD (160 y 216 PJ) en su punto máximo. Sin embargo, la restricción cada vez más estricta creciente sobre las emisiones, alineada con los parámetros del escenario E2050 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el NZE de la IEA, acelera la contracción de la demanda de forma tal que la oferta total de gas desciende desde 410 PJ (1.027 MPCD) en 2024 hasta 191 PJ (479 MPCD) en 2040, y continúa reduciéndose hasta aproximadamente 108 PJ (270 MPCD) en 2055. Si bien los tres proyectos de regasificación del ETPAGN están modelados en este escenario, la caída sostenida de la demanda muestra que se reducirá progresivamente su factor de utilización dado que la oferta de gas nacional, con el supuesto de ingreso de los recursos offshore, alcanzaría a suplir el 100% de la demanda desde el año 2041, haciendo que su contribución al abastecimiento sea significativamente menor que en los otros dos escenarios. El suministro residual se concentra en el respaldo a la confiabilidad del sistema eléctrico en períodos críticos de bajas precipitaciones y en los segmentos de difícil electrificación del sector industrial.

La **Figura 24** ilustra comparativamente las trayectorias de producción nacional e importación de gas natural para los tres escenarios. El análisis comparativo evidencia que la brecha entre escenarios se amplía de forma estructural a partir de 2035, cuando las políticas de transición en los escenarios de PA y CN generan una contracción acelerada de la demanda que hace inviable sostener los niveles de producción e importación del escenario de referencia. Mientras el escenario PD alcanza una oferta agregada de 595 PJ (1.490 MPCD) en 2055 con una dependencia creciente de las importaciones de GNL, CN reduce su oferta total a 108 PJ (270 MPCD), apoyada principalmente en la producción residual de Sirius y en una infraestructura de regasificación de menor escala. Esta divergencia refleja la transformación estructural del sistema energético nacional hacia vectores de menores emisiones y pone de manifiesto el rol diferenciado que el gas natural desempeña en cada trayectoria: energético dominante de largo plazo en el escenario de Políticas Declaradas, energético de transición controlada en el escenario de Políticas Anunciadas, y energético de respaldo residual en el escenario de Carbono Neutralidad.

Es importante señalar que los resultados presentados tienen algunas limitaciones derivadas del alcance del modelo. En primer lugar, la entrada en operación de los recursos costa afuera se

asume en fechas fijas, sin incorporar un análisis de sensibilidad sobre el costo de desarrollo de estos recursos en aguas profundas, lo que condiciona la competitividad del precio final en boca de pozo para los usuarios industriales y termoeléctricos. En segundo lugar, la incorporación de los bloques costa afuera exige la construcción de infraestructura submarina y gasoductos terrestres de conexión con el Sistema Nacional de Transporte (SNT), obras cuyo cronograma constructivo y costo no han sido contemplados en el presente ejercicio de modelación. Estos aspectos constituyen elementos relevantes que deberán ser abordados en estudios complementarios, en particular en el marco del seguimiento al ETPAGN.

En conclusión, los resultados de la oferta de gas natural evidencian que el papel de este energético en la matriz nacional está determinado por el grado de ambición climática de cada escenario, oscilando entre un rol de energético dominante de largo plazo en el escenario de Políticas Declaradas y uno de respaldo residual en el escenario de Carbono Neutralidad. En los tres escenarios, el gas natural conserva una función de respaldo operativo para la confiabilidad del sistema eléctrico durante períodos de bajas precipitaciones, como se detalla en la sección de oferta de electricidad de este documento, lo que lo constituye en un componente estructural de la seguridad energética del país independientemente de la trayectoria de descarbonización adoptada. Adicionalmente, se identifica que la seguridad en la oferta de gas natural está sujeta a dos elementos que requieren gestión activa de política pública; la incorporación oportuna de recursos offshore, como el campo Sirius, y el desarrollo de la infraestructura de regasificación e interconexión con el SNT. En este sentido, el Plan Energético Nacional identifica la planeación anticipada de estos habilitadores como una condición necesaria para que el gas natural cumpla su función de energético de transición sin comprometer la confiabilidad del sistema ni la implementación de la Transición Energética Justa.

3.5 Oferta de bioenergía

Dado su potencial agrícola y forestal, Colombia cuenta con las condiciones estructurales para un aprovechamiento efectivo de la bioenergía. Este tipo de energía es aquella que puede ser obtenida por medio de la biomasa, y de acuerdo con la ley 1715 de 2014, se considera una Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCER). A nivel territorial, el país cuenta con una Frontera Agrícola Nacional de 42 millones de hectáreas, de las cuales más de 20 millones son idóneas para el desarrollo de actividades agropecuarias, pesqueras y forestales (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria [UPRA], 2024). Mientras esta frontera actúa como límite para la expansión física de cultivos destinados a la producción de biocombustibles, la actividad agrícola ya establecida en el país genera biomasa residual susceptible de aprovechamiento

energético. Por lo cual, la oferta y expansión de la bioenergía está asociada a la planificación del uso del suelo y a la disponibilidad de biomasa residual.

Actualmente, la producción nacional incorpora biomásas derivadas de cultivos energéticos (caña de azúcar y palma de aceite), especies dendroenergéticas (eucalipto), residuos animales y agrícolas (cascarilla de arroz, estiércol porcino y avícola), así como residuos forestales y efluentes de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) e industrias de destilería, extracción, lácteos y cervecería (UPME y CORPOEMA, 2025).

Estos recursos se destinan a la generación de electricidad, la satisfacción de demandas térmicas y la producción de biocombustibles para el sector transporte, aportando complementariedad al sistema energético, tal como se detalla en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Biomásas utilizadas en Colombia en la producción de bioenergéticos

Categoría	Biomasa a utilizar	Uso final
Cultivos energéticos (CEN)	Aceite crudo de palma	Biodiésel
	Caña de azúcar	Bioetanol
	Eucalipto	Energía eléctrica
Residuos agrícolas (AGR)	Cascarilla de arroz	Energía térmica y eléctrica
Residuos animales (ANM)	Estiércol porcino	Biogás
	Estiércol avícola	Biogás
	Bagazo de caña de azúcar	Cogeneración
	Vinazas de caña de azúcar	Biogás
	POME de palma de aceite	Biogás

Categoría	Biomasa a utilizar	Uso final
Residuos industriales (IND)	Lodos PTE del sector lácteos	Biogás
	Lodos PTE del sector cervecero	Biogás
	Aceite de cocina usado ACU	Biodiesel
Aguas residuales (ARS)	Agua residual/ Lodos de PTAR	Biogás
Residuos forestales (FOR)	Follaje	Energía térmica y eléctrica
	Aserrín	Energía térmica y eléctrica
	Corteza	Termoeléctrica

Fuente: Elaboración propia

3.5.1 Insumos para la modelación de la oferta de bioenergía

Para la modelación de la oferta de bioenergía, se tuvieron en cuenta los datos de referencia sobre los potenciales estimados en el marco de la consultoría de la UPME y la Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (2025). Los resultados representan una oferta física máxima proyectada que sirve como base para la estimación del potencial bioenergético y la planificación estratégica del sector.

En la **Tabla 10** se muestran las biomásas, rutas de transformación y bioenergéticos producidos que fueron seleccionados y adaptados a la estructura de oferta y demanda del modelo. De forma general, se consideraron las siguientes biomásas y bioenergéticos: bagazo de caña, residuos de palma, biomasa forestal (leña), residuos sólidos urbanos (RSU) y residuos orgánicos (FORSU).¹⁴

¹⁴ Se precisa que el análisis exhaustivo de la bioenergía se llevará a cabo en el Plan Indicativo Nacional de Bioenergía para Colombia.

Tabla 10. Biomosas y rutas de transformación seleccionadas

Categoría	Biomasa a utilizar	Rutas(s) de transformación	Bioenergético producido
Cultivos energéticos/Residuos agrícolas	Caña de azúcar/Hojas-cogollo de caña de azúcar y panelera/Tamo de arroz/Zoca de café/Raquis de plátano/Tusa de maíz	Fermentación alcohólica/Hidrólisis + fermentación/Fermentación lignocelulósica	Bioetanol (1G y 2G) - SAF
Cultivos energéticos/Residuos industriales	Aceite crudo de palma/Aceite de cocina usado (ACU)	Transesterificación/Hidrotratamiento catalítico	Biodiésel (1G y 2G) - SAF
Residuos Municipales	Residuos Sólidos Urbanos	Combustión controlada	RDF (Combustible sólido recuperado)
Residuos Municipales	Residuos Orgánicos	Digestión anaerobia	Biogás
Residuos industriales	Bagazo de caña de azúcar	Combustión	Calor

Fuente: Elaboración propia

Cabe señalar que los supuestos utilizados fueron revisados y socializados en espacios técnicos con entidades del gobierno nacional y actores relacionados del sector minero-energético. En este caso, para la integración de SAF se contó con validaciones de representantes de la Aeronáutica Civil y la Federación Nacional de Biocombustibles.

En cuanto a los supuestos incorporados en la modelación de oferta de bioenergía, en el escenario de Políticas Declaradas se proyecta la trayectoria de la oferta actual sin considerar cambios estructurales. En este contexto, la oferta tecnológica se restringe a procesos convencionales de primera generación, donde predomina el uso actual de la biomasa (leña y bagazo) y se mantienen niveles de producción y porcentajes de mezcla en combustibles fósiles

que siguen las tendencias históricas y las resoluciones vigentes (SIUN, 2024). Para la modelación de este escenario, no se incluye el uso de SAF a escala comercial.

En el escenario de Políticas Anunciadas, se considera una mayor ambición climática al integrar medidas en fase de desarrollo. En particular, se incorporan los combustibles sostenibles de aviación conforme a las metas establecidas en la Hoja de Ruta de SAF (de 100 Mgal a 2035 y 450 Mgal a 2050) y desarrollada por la Aeronáutica Civil (2025), con un porcentaje máximo de mezcla del 50% de acuerdo con el estándar técnico de la normativa ASTM D7566, y priorizando las rutas tecnológicas de Hidroprocesamiento de Ésteres y Ácidos Grasos (HEFA) y de Alcohol-to-Jet (ATJ). Asimismo, se incluyen para el sector industrial las proyecciones de bagazo y biogás de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (2024).

Por último, el escenario de Carbono Neutralidad representa la visión más ambiciosa de este sector, mediante una transformación profunda del sistema energético. Esta trayectoria también contempla las proyecciones de biogás y bagazo mencionadas en el escenario anterior, así como también la incorporación de los combustibles sostenibles de aviación (SAF) y sus dos rutas tecnológicas priorizadas (HEFA y ATJ). Se prioriza, además, la maximización del potencial de la biomasa para procesos industriales de calor directo, junto con el despliegue de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS). Estas soluciones se consolidan como estrategias complementarias para mitigar las emisiones residuales en sectores de difícil descarbonización (para más detalles, véase el capítulo IV de emisiones).

La **Tabla 11** presenta un resumen comparativo de los supuestos y medidas de la oferta de bioenergía, para los tres escenarios del modelo del PEN. Este análisis comparativo permite identificar cómo la ambición climática y tecnológica de cada escenario condiciona el rol de los bioenergéticos en la matriz nacional.

Tabla 11. Principales supuestos por escenario para oferta de bioenergía

Medida	Políticas Declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Biopotenciales	Se incluyen de forma transversal los biopotenciales técnicos para las rutas de biomasa seleccionadas (UPME y CORPOEMA, 2025)		
Combustible Sostenible de Aviación (SAF)	No se considera un uso comercial del SAF	Metas de producción de SAF de 100 Mgal a 2035 y 450 Mgal a 2050 de la Hoja de Ruta - Aerocivil (2025). Porcentaje máximo de mezcla de 50%	
Proyecciones Bagazo-Biogás	Se incluyen las proyecciones de la Hoja de Ruta TEJ (Esc. Mei)		Se incluyen las proyecciones de la Hoja de ruta TEJ (Esc. TEJ)
Sustitución de Leña	Se incorpora la trayectoria de tendencia actual del PNSL. Sustitución parcial de leña por GLP, gas natural, electricidad y biogás. Alta dependencia de leña en el largo plazo. Se tienen en consideración restricciones de acceso e infraestructura eléctrica y de gas natural.	Se implementa el escenario de tendencia media del PNSL. Sustitución gradual de leña hacia GLP, gas natural y biogás. Se tienen en consideración restricciones de acceso e infraestructura eléctrica y de gas natural. La bioenergía alcanza una participación del 10% en cocción al final del periodo.	Se implementa la trayectoria de referencia del PNSL (trayectoria más ambiciosa). La bioenergía alcanza una participación del 10% en cocción al final del periodo.
Potencial de Captura de CO₂	Sujeto a emisiones sin tecnologías de captura consideradas		Se realiza una estimación del potencial de captura orientado a las tecnologías de hornos que emplean biogás, bagazo y residuos como fuente de energía.

Fuente: Elaboración propia

3.5.2 Resultados escenarios oferta de bioenergía

El aprovechamiento de la bioenergía comprende la integración de los energéticos expuestos anteriormente. Estos se orientan principalmente a la sustitución de combustibles fósiles en aplicaciones térmicas y de transporte, condicionados a la disponibilidad local de materias primas y a la eficiencia de las tecnologías de valorización energética.

La **Figura 25** muestra los resultados por escenario de la oferta de biomasa requerida para satisfacer los requerimientos de demanda del modelo¹⁵. Al analizar las trayectorias totales, el escenario de Políticas Declaradas crece de forma inercial; desde 221 PJ (13 Mton) en 2024 a 308 PJ (20 Mton) en 2055, mientras que los escenarios de Políticas Anunciadas y Carbono Neutralidad exigen un esfuerzo mayor y alcanzan en 2055 cerca de 380 y 360 PJ (22-23 Mton), respectivamente, impulsados por la descarbonización del calor industrial y la producción a gran escala de biocombustibles avanzados. El comparativo general entre los tres escenarios evidencia que consolidar la oferta de biomasa exigirá no solo expandir el volumen total disponible, sino también una recomposición de la canasta bioenergética del país.

Un rasgo común a los tres escenarios es la contracción inicial entre 2024 y 2030 de la oferta total, debido a las medidas consideradas en el marco del Plan Nacional de Sustitución de Leña (PNSL). Durante los años 2024 y 2035, la matriz experimenta sus primeros cambios estructurales en los que la leña reduce su participación de 52 % de en 2024 (115 PJ en los tres escenarios), hasta un rango de 22-28 % en 2030, con el retroceso más pronunciado en CN, donde cae de 115 a 44 PJ (~ 6 a 2 Mton).

¹⁵ En la sección de resultados del sector industrial, también puede encontrarse un análisis de los retos logísticos de las aplicaciones de la biomasa en el país.

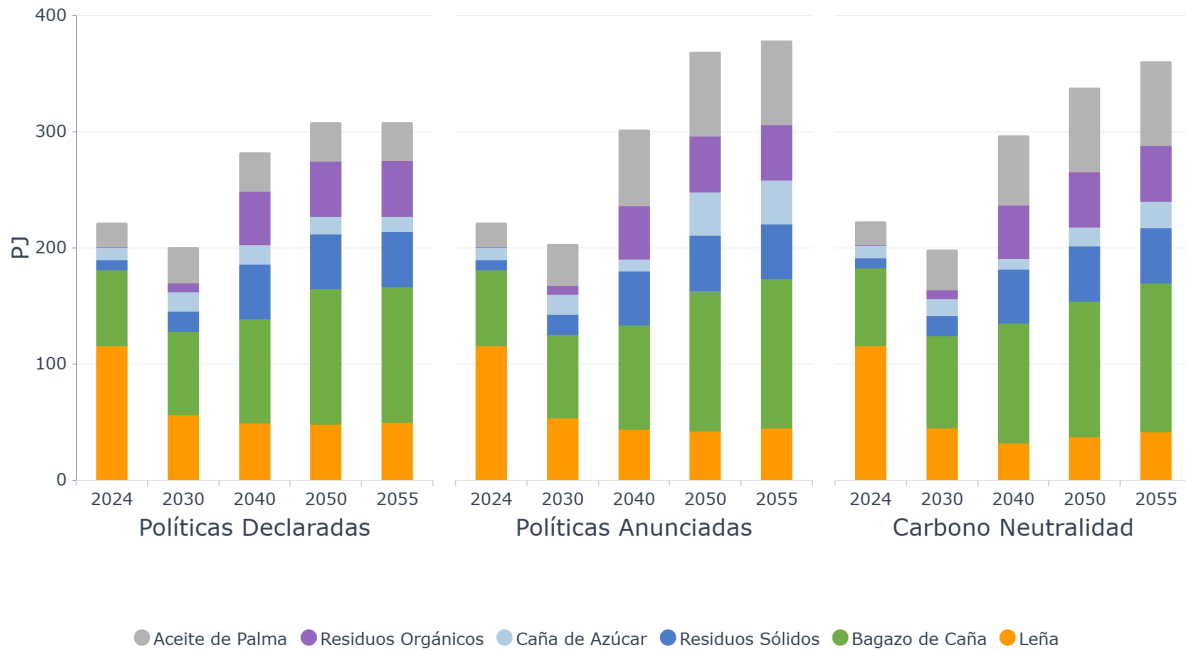


Figura 25. Oferta de bioenergía por escenario

En paralelo, en los tres escenarios los residuos agroindustriales como el bagazo y el aceite de palma, sostienen una base firme de 104–115 PJ hacia 2030, a la vez que las otras biomásas asumen un mayor dinamismo: los residuos orgánicos pasan de niveles cercanos a 0,6 PJ en 2024 a 7,6 PJ en 2030, y los residuos sólidos urbanos de 8 a 17 PJ. En conjunto, ambos residuos llegan a representar cerca del 12% de la oferta en 2030, destinados a generación eléctrica, calor industrial y consumo residencial.

Posteriormente, entre los años 2040 y 2045, el comportamiento de la oferta muestra una consolidación de los usos térmicos y un repunte orientado al transporte. En este periodo, los residuos sólidos y orgánicos alcanzan su techo de aprovechamiento, con valores del orden de 47 PJ cada uno. Sobre esa base, se acelera la oferta destinada a la movilidad sostenible, habilitando los en los escenarios PA y CN las rutas tecnológicas de Alcohol-to-Jet y HEFA para satisfacer la demanda de SAF. Así, la suma de caña de azúcar y aceite de palma asciende a 76 PJ en PA y 69 PJ en CN.

Finalmente, entre el año 2045 y el año 2055, la oferta alcanza su máxima diversificación, situándose en torno a 380 PJ en PA y 360 PJ en CN, frente a 308 PJ en PD. Para entonces la leña queda relegada a usos focalizados en el sector residencial (donde se conservan sus usos

culturales y remanentes del área rural), mientras que los residuos para biocombustibles de aviación y para biogás operan en sus volúmenes máximos. Por su lado, el bagazo se consolida al finalizar el horizonte de planeación como el principal bioenergético individual, con 117 PJ en PD y 128 PJ en PA y CN, seguido del aceite de palma, que duplica su aporte hasta 73 PJ.

Esta transición de una oferta concentrada hacia una diversificada es, en última instancia, la que permite integrar la biomasa de forma efectiva, competitiva y transversal en las matrices industrial y de transporte. En conjunto, el comparativo por energético exhibe roles claros entre escenarios. Por una parte, el bagazo como la base térmica transversal entre escenarios y por otra, el aceite de palma como principal diferenciador. En los resultados se observa que el consumo de palma se duplica en los escenarios PA y CN debido a que es el insumo para producir biodiésel y SAF; el consumo de caña de azúcar se incrementa en PA; los residuos sólidos y orgánicos aportan la mayor transformación relativa hasta saturar su techo técnico hacia 2040; y por su parte, la leña es el único energético en retroceso.

De forma general, la gran diversidad de biomásas con potencial de aprovechamiento en el país representa una oportunidad para impulsar la economía nacional. Como se ha descrito anteriormente, estos recursos pueden ser transformados en bioenergéticos y combustibles avanzados, aportando así soluciones sostenibles y complementarias que fortalecen la transición energética. En este contexto, el SAF constituye un eje estratégico de descarbonización dado que concentra la expansión proyectada de la palma y la caña en los escenarios PA y CN, y conecta la oferta de biomasa con un sector de difícil mitigación como el aéreo.

En línea con esta prioridad, la Aeronáutica Civil (2025) lideró la elaboración de la primera Hoja de Ruta para los SAF, definiendo, junto con entidades estatales y gremios del sector, las señales y acciones clave para su desarrollo gradual y sostenible. En Colombia, ya se han anunciado dos iniciativas: el proyecto de la empresa BioD, que evalúa la factibilidad de producir 50 millones de galones anuales (~ 6 PJ) a partir de residuos agrícolas, forestales y cultivos energéticos; y la planta de Ecopetrol prevista para 2030 en Barrancabermeja, con una capacidad estimada de 6.000 barriles diarios (~ 9-11 PJ anuales) que podría apalancarse la infraestructura de refinación existente.

Como se mencionó al inicio de esta sección, el escalamiento de esta producción depende de la disponibilidad de biomasa, lo que exige asegurar que su producción, recolección y procesamiento se realicen bajo criterios de sostenibilidad ambiental, social y económica. Por ejemplo, el sector palmero tiene el potencial, hacia 2050, no sólo de cubrir la demanda nacional de SAF por la ruta tecnológica HEFA (con la Orinoquía como principal región productora), sino

de generar excedentes exportables (Aerocivil, 2025). Sin embargo, dado que la exportación física de esos excedentes añade emisiones del transporte intercontinental que afectan el beneficio climático neto. Una alternativa para esto es el modelo *Book and Claim* (registro y reclamación), el cual consiste en un esquema de cadena de custodia donde el SAF se consume en la red aeroportuaria nacional o regional, mientras los certificados de reducción de emisiones se comercializan a nivel global, permitiendo al país monetizar sus excedentes (Agora Verkehrswende e International PtX Hub, 2025).

El desarrollo de esta industria exige así una planificación rigurosa del territorio, que administre la competencia por el uso del suelo sin comprometer la seguridad alimentaria ni el equilibrio ecológico. En un horizonte de largo plazo, cabe señalar que los combustibles sintéticos (e-fuels o Power-to-Liquid), producidos a partir de hidrógeno verde y CO₂ capturado, también son considerados como una alternativa viable ya que no compiten con productos para la alimentación, ni presionan la frontera agrícola. Por otro lado, la implementación de biorrefinerías integradas, hubs tecnológicos y proyectos demostrativos será un factor determinante para afianzar el rol de los bioenergéticos dentro de la transición energética del país.

En síntesis, los resultados muestran que el aprovechamiento de la bioenergía en Colombia transita de una oferta concentrada en usos tradicionales (leña y bagazo) hacia una canasta diversificada, en la que la biomasa residual constituyen una base común a todos los escenarios, y en la que la palma y la caña, en particular, habilitan los biocombustibles avanzados para el transporte. Sobre esa base, el SAF representa una ruta clave para descarbonizar un sector de difícil mitigación, dinamizar el desarrollo agroindustrial y la reindustrialización del país.

Materializar esta transformación dependerá de expandir y diversificar la oferta de biomasa bajo una gobernanza que integre las dimensiones energética, ambiental y social. Además, debe considerar los retos logísticos que se analizan en la sección 2.3.2 del sector industrial, y consolidar sinergias interinstitucionales entre el sector energético, los gremios agroindustriales, las aerolíneas y las entidades gubernamentales.

Al igual que la bioenergía representa una ruta estratégica para descarbonizar segmentos de difícil mitigación y consolidar nuevas cadenas agroindustriales, la transición exige el despliegue simultáneo de otros vectores de bajas emisiones que complementan esta oferta. En este sentido, a continuación se presentan los insumos, supuestos y resultados correspondientes a la modelación de la oferta de hidrógeno.

3.6 Oferta de hidrógeno

El hidrógeno de bajas emisiones se propone como un vector energético para fortalecer y complementar la transición energética del país. Su relevancia radica en su función para descarbonizar segmentos de difícil electrificación, abarcando aplicaciones en el transporte de carga pesada, así como en la síntesis de combustibles y derivados de uso industrial. En particular, una de las ventajas del uso de H₂ producido a partir de fuentes renovables, es la baja generación de emisiones de GEI.

Por ejemplo, en comparación con el hidrógeno azul, el H₂ obtenido mediante electrólisis alimentada por energía eólica genera una huella de carbono cuatro veces menor. Los GEI vinculados a los procesos que integran electrólisis con energías renovables se derivan, fundamentalmente, de la etapa de construcción de la infraestructura (plantas solares y parques eólicos), así como de las actividades de transporte del hidrógeno (Cobo Ángel et al., 2022).

En Colombia, la producción nacional de hidrógeno en 2024 fue inferior a 200 kt (cerca de 23 PJ), destinada casi en su totalidad a usos convencionales (IEA, 2025). Dicho volumen representa aproximadamente el 0,2 % de la producción global (cerca de 100 Mt). Una de las ventajas de Colombia, es que cuenta con una disponibilidad de recursos eólicos y solares que permitirían alcanzar un potencial de producción estimado entre 1 y 1,5 Mt de hidrógeno, con costos por debajo de los 3,5 USD/kg, incluso considerando premisas conservadoras respecto a la evolución del precio de los electrolizadores (IEA, 2025). No obstante, de los proyectos propuestos en Colombia más del 70 % del volumen de producción anunciado se encuentra en fase de viabilidad y menos del 0,3 % ha alcanzado etapas de operación, construcción o decisión final de inversión, frente a cerca del 11 % en el panorama mundial (IEA, 2025).

Desde esta perspectiva, es claro que contamos con el potencial para desarrollar una economía del hidrógeno gracias a los recursos con los que contamos. Sin embargo, la planeación energética a largo plazo aún debe superar la brecha entre recursos y tecnología, por ejemplo, requiere estructurar escenarios que viabilicen la unión entre las tecnologías de producción de hidrógeno de bajas emisiones, y las de aprovechamiento de los recursos renovables.

Para abarcar esta oportunidad, desde el PEN se propone evaluar las posibles trayectorias de adopción del hidrógeno en el sistema energético nacional y los requerimientos de capacidad para su consolidación. A continuación, se presentan los insumos utilizados en la modelación para la construcción de los escenarios en la viabilización del hidrógeno.

3.6.1 Insumos para la modelación de la oferta de hidrógeno

Para la modelación de los escenarios se consideró el hidrógeno verde, azul y gris¹⁶. Los insumos base se construyeron a partir de diferentes estudios sectoriales y de política pública, hojas de rutas, informes técnicos, entre otros. En particular, el *Ecosistema del H2 en Colombia* recopila información sobre proyectos en diferentes etapas de desarrollo, incluyendo fases de preinversión, prefactibilidad y operación.

Sobre esta información se realizó una revisión y depuración para caracterizar de manera preliminar las posibles trayectorias de adopción de esta tecnología dentro del sistema energético nacional. Así mismo, este análisis fue complementado con las metas fijadas en la Hoja de Ruta de Hidrógeno (2021), la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (2024) y el borrador CONPES (2025) para la política nacional de hidrógeno.

De manera complementaria, se reconoce el potencial del hidrógeno blanco (aquel que se acumula de forma natural en el subsuelo), cuyo aprovechamiento podría ampliar y diversificar la oferta de hidrógeno de bajas emisiones del país. En 2025, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), confirmó la presencia de manifestaciones significativas de hidrógeno natural en pozos de las cuencas Cordillera Oriental y Sinú–San Jacinto, lo que posiciona a Colombia como pionera en la exploración de este recurso en América Latina (MME, 2025). Bajo ese contexto, el Ministerio también ha avanzado en ámbito regulatorio al formular el proyecto de resolución que establece los lineamientos para la asignación de áreas y las condiciones para los estudios de evaluación, exploración y explotación del hidrógeno blanco y otros gases o sustancias asociadas (MME, 2026). No obstante, dado que el hidrógeno blanco aún se encuentra en fase exploratoria, su incorporación no fue considerada en la modelación de los escenarios del presente Plan. Su eventual inclusión futura estará supeditada a los resultados que arrojen los estudios de exploración y a la consolidación del marco normativo y de mercado.

Con estas consideraciones iniciales, a continuación, se presentan los supuestos y metodologías por escenario. Respecto a los supuestos para el escenario de *Políticas Declaradas (PD)*, el despliegue del hidrógeno desde el lado de la oferta se alinea a las políticas y desarrollos que cuentan con un nivel avanzado de implementación, en coherencia con la naturaleza de este escenario. Si bien existen iniciativas piloto, proyectos en operación y avances regulatorios

¹⁶ Las dos rutas tecnológicas para la producción de hidrógeno verde consideradas en el modelo son: el electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM) y el electrolizador alcalino.

orientados a su promoción, se trata de un mercado aún en etapa de maduración, por lo que un despliegue de hidrógeno mayor escala es viable en escenarios de mayor ambición en la transformación del sistema energético. Por lo anterior, para este escenario se asume un comportamiento constante de la producción de hidrógeno gris y azul en refinerías, mientras que el hidrógeno verde se modela con la trayectoria de mínima capacidad instalada definida en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa. Las demandas para satisfacer corresponden a las de refinación (considerando el consumo interno de Barrancabermeja y Cartagena) y a las del sector agroindustrial, con la producción de derivados como el amoniaco para fertilizantes.

Por su parte, en el escenario de Políticas Anunciadas, el hidrógeno gris empieza a tener una menor participación en las refinerías en comparación con el año base, mientras el hidrógeno azul gana protagonismo al incorporar la meta de 50 kton de producción de hidrógeno azul definida en la Hoja de Ruta de Hidrógeno. Los supuestos de adopción del hidrógeno en este escenario también se fundamentan en las trayectorias definidas en la hoja de ruta de la TEJ y en las demandas del sector agroindustrial y de refinación.

Por último, en el escenario de Carbono Neutralidad, el hidrógeno adquiere un rol significativo dentro del sistema energético, en coherencia con las estrategias de descarbonización de largo plazo definidas en los instrumentos de política pública mencionados. En particular, se incorpora como un vector energético de bajas emisiones orientado a complementar la electrificación directa, especialmente en aquellos sectores donde esta no resulta técnica o económicamente viable. En este contexto, se prioriza la asignación del hidrógeno a usos finales del sector industrial, particularmente para procesos de calor directo y la industria siderúrgica, el transporte de carga de larga distancia, la producción de derivados, y, además, se incluye el potencial de exportación de hidrógeno de bajas emisiones (MME, 2024).

La Tabla 11 presenta un resumen comparativo de los supuestos y medidas de la oferta y demanda de Hidrógeno, para los tres escenarios del modelo del PEN.

Tabla 11. Principales supuestos por escenario para el Hidrógeno

Medidas	Políticas declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
Oferta electrolizadores	Capacidad instalada mínima de H ₂ verde - Proyecciones Hoja de Ruta TEJ (Esc. Bau-Mei)		Capacidad instalada mínima de H ₂ verde - Proyecciones Hoja de Ruta TEJ (Esc. TEJ)
Oferta hidrógeno	Se asume una	Se incluye y adapta la meta	Se incluye y adapta la meta

Medidas	Políticas declaradas	Políticas Anunciadas	Carbono Neutralidad
azul	producción constante de hidrógeno azul en las refinerías: 13 kton/año	producción de la Hoja de Ruta de Hidrógeno (2021): 50 kton a 2050	producción de la Hoja de Ruta de Hidrógeno (2021): 50 kton a 2040
Oferta hidrógeno gris	Se asume una producción constante de hidrógeno gris en las refinerías: 132 kton/año	Se incluye una curva de reducción de hidrógeno gris en un 38% respecto al año base.	Se incluye una curva de salida a 2050 del hidrógeno gris.
Refinación verde	No se incluyeron metas de uso industrial		Meta de la Hoja de Ruta TEJ sobre uso de hidrógeno verde en las refinerías: a 2030 tendrá una participación del 50 % y a 2050 del 100%
Exportación y derivados de hidrógeno	Se incluye proyección de derivados (amoniaco) de la Hoja de Ruta TEJ (Esc. BAU-Mei). No incluye exportación.		Habilitación de tecnologías para exportación de H ₂ verde y producción de derivados del H ₂ (amoniaco, metanol).

Fuente: Elaboración propia

3.6.2 Resultados escenarios oferta de hidrógeno

Los resultados de la modelación del hidrógeno se presentan para la capacidad instalada de electrolizadores, la producción de hidrógeno por tipo, y la demanda por uso final, evaluadas en el marco de los tres escenarios en el horizonte 2024–2055.

La **Figura 26** muestra la capacidad total instalada de electrolizadores en cada escenario. De acuerdo a los supuestos mencionado anteriormente, los escenarios PD y PA comparten la misma trayectoria y se enmarcan en los escenarios BAU y Mei de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa: la oferta de electrolizadores pasa de niveles marginales a 0,23 GW en 2030 y 0,39 GW en 2040, alcanzando un máximo cercano de 0,50 GW hacia el final del horizonte de planeación.

En contraste, el escenario CN requiere que el sistema eléctrico nacional integre una expansión a gran escala. Tras una fase de adopción temprana, la capacidad instalada presenta un incremento sostenido (9,5 % anual entre 2030 y 2050), alcanzando aproximadamente 2 GW en

2030, 6 GW en 2040 y cerca de 12 GW al cierre del horizonte, una capacidad alrededor de 25 veces superior a la de los escenarios PD y PA.

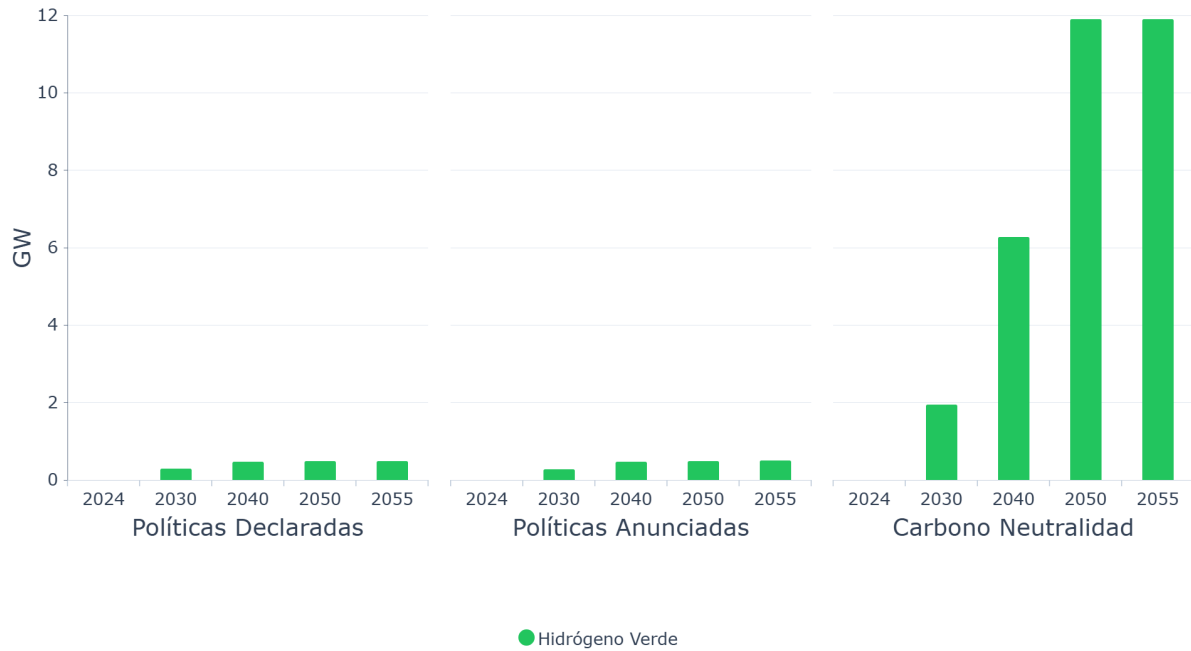


Figura 26. Capacidad total de hidrógeno verde por escenario (GW)

Con el fin de contextualizar las trayectorias de capacidad obtenidas en la modelación, la tabla 12 presenta un comparativo de las metas de capacidad instalada de electrólisis proyectadas por distintos instrumentos de política, hojas de ruta y escenarios de referencia para el país. En este marco, la trayectoria del escenario de Carbono Neutralidad modelada resulta consistente con la meta de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (13 GW), que constituye su principal fuente de supuestos.

Tabla 12. Capacidades instaladas propuestas

Fuente	Meta a 2030	Meta a 2050
Hoja de Ruta del Hidrógeno	1 a 3 GW	-
Hoja de Ruta de Transición Energética Justa	2 GW	13 GW
PEN 2022 -2052: Escenario de	1 GW	7,7 GW

Fuente	Meta a 2030	Meta a 2050
Inflexión		
PEN 2022 -2052: Escenario de Innovación	3 GW	14, 14 GW
PEN 2022 -2052: Escenario de Modernización	0,5 GW	4,4 GW

Fuente: Elaboración propia

Así, la capacidad instalada de hidrógeno verde obtenida mediante la modelación representa el habilitador físico de la oferta: su magnitud y ritmo de despliegue determinan tanto el volumen como la composición del hidrógeno efectivamente producido. En ese sentido, la **Figura 27** traslada los resultados obtenidos de capacidad a resultados de producción, desagregando el aporte de cada tecnología y permitiendo observar cómo la entrada progresiva del hidrógeno verde configura la matriz de producción en cada escenario.

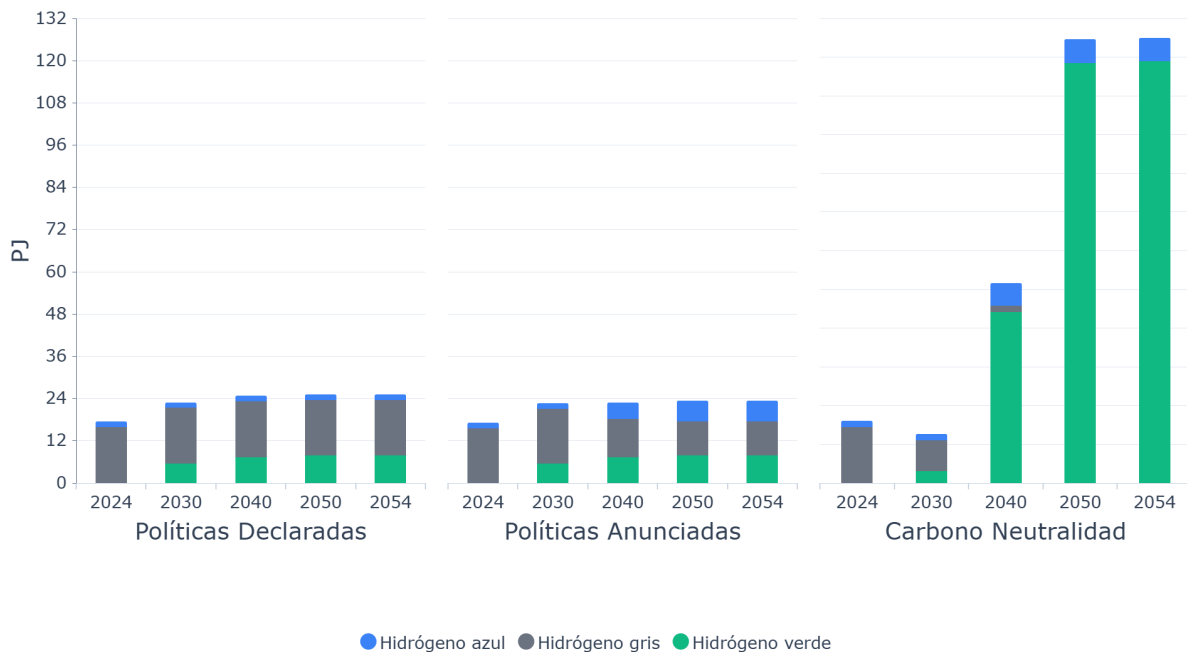


Figura 27. Producción de los tipos de hidrógeno por escenario

La producción total de hidrógeno y su composición por tipo (gris, azul y verde) reflejan el grado de ambición de cada escenario. En el escenario de Políticas Declaradas, la producción se mantiene anclada en fuentes de origen fósil: el hidrógeno gris y el azul permanecen constantes,

15,8 (132 kton) y 1,6 PJ (13 kton), respectivamente, y el hidrógeno verde se incorpora de manera incremental hasta alcanzar 7,8 PJ (65 kton) en 2050. Como resultado, la producción total crece de forma moderada, de 17,4 PJ en 2024 a 25,2 PJ en 2050, donde el hidrógeno gris conserva una participación cercana al 63%.

En el escenario de Políticas Anunciadas, la producción total se mantiene relativamente estable (17 a 23 PJ), pero su composición se transforma dado que el hidrógeno gris se reduce un 38 % respecto al año base, en línea con la curva de reducción adoptada, mientras el hidrógeno azul gana protagonismo, pasando de 1,6 en 2024 a 6,0 PJ al final del horizonte (de 13 a 50 kton). Hacia 2050 la matriz de producción resulta más equilibrada y de menor intensidad de carbono: 41 % gris, 33 % verde y 26 % azul.

En el escenario de Carbono Neutralidad, el hidrógeno gris sigue una curva de salida que lo retira por completo hacia 2050, el azul se estabiliza en torno a 6 PJ y el verde crece de forma sostenida desde niveles prácticamente nulos en 2024 hasta superar los 100 PJ (833 kton) en 2055, pasando a representar cerca del 95 % de la producción. Es importante notar que en este escenario la producción total desciende inicialmente, de 16,1 PJ en 2024 a 12,6 PJ en 2030, en la medida en que la salida del hidrógeno gris precede a la maduración de la capacidad del hidrógeno azul y verde y de la demanda exportadora; superada esa fase, la producción se multiplica por más de siete veces hasta alcanzar 115 PJ al cierre del horizonte.

La producción descrita responde, en última instancia, a la demanda que moviliza el sistema energético. Así, la **figura 28** muestra la demanda de hidrógeno por uso final¹⁷, que explica las diferencias de escala observadas en la producción y revela el peso creciente de los nuevos usos.

En la trayectoria del escenario de Políticas Declaradas, el consumo se mantiene enfocado en usos tradicionales, exclusivamente derivados¹⁸ (amoníaco), creciendo de 2 a 9 PJ (18 - 82 kton). La consolidación comercial de este derivado cero emisiones estará impulsada por caídas drásticas en su costo de producción para 2030 (cuyo costo nivelado de producción verde podría caer por debajo de los 350 USD/tonelada), pero dependerá del acceso a financiamiento de bajo costo mediante la participación de corporaciones multinacionales o incentivos gubernamentales (Nayak-Luke & Bañares-Alcántara, 2020). Por su parte, en el escenario PA conserva ese núcleo

¹⁷ Excluyendo el consumo interno de refinerías.

¹⁸ En el mercado colombiano, Yara y Monómeros destacan como los principales actores de la industria agroquímica y potenciales productores de amoníaco verde. Ambas compañías han anunciado estrategias de descarbonización de sus operaciones y de la implementación de tecnologías basadas en energías renovables, con el objetivo de mitigar su impacto ambiental y promover la sostenibilidad integral del sector agrícola nacional.

de derivados e incorpora el hidrógeno para el segmento SAF (hasta 4,7 PJ) y una participación marginal del transporte pesado, hasta totalizar cerca de 15 PJ en 2055.

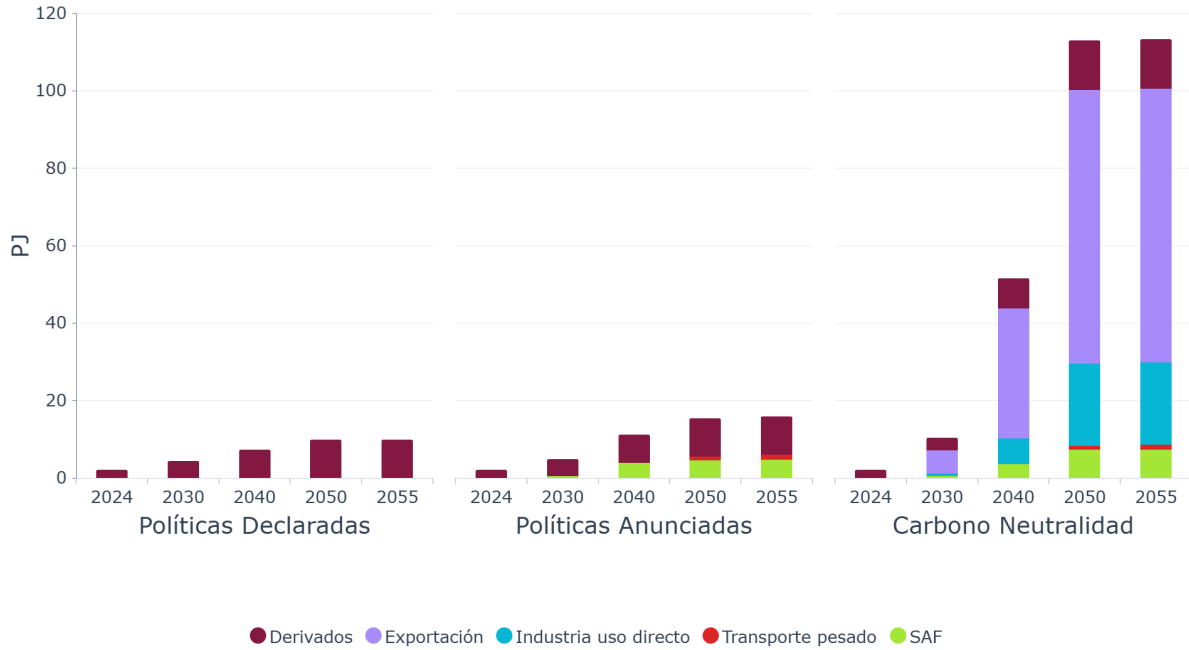


Figura 28. Demanda de hidrógeno por escenario

Para el escenario de Carbono Neutralidad, durante el periodo comprendido entre 2024 y 2035, el país registra una demanda inicial del orden de 10 PJ, impulsada por proyectos piloto industriales y los primeros despachos de exportación. Posteriormente, entre 2040 y 2055, los requerimientos en el escenario CN muestran un crecimiento acelerado (cerca de once veces frente a 2030) hasta un volumen agregado cercano a los 113 PJ (más de 940 kton). El despliegue de hidrógeno verde es mayor en el escenario CN debido a la participación de Colombia en el mercado internacional¹⁹, puesto que resulta atractivo en las fases iniciales de desarrollo por los precios de compra.

En conjunto, las trayectorias evidencian un rol diferenciado del hidrógeno entre escenarios: mientras en los escenarios PD y PA su despliegue es acotado y orientado a los usos

¹⁹ Con potenciales destinos en Alemania, Corea del Sur y Japón (MME, 2024).

tradicionales (refinación y derivados), en el escenario CN el hidrógeno transita hacia un vector energético de escala, con creciente participación del componente verde y vocación exportadora.

Es importante señalar que, para que el desarrollo de la economía del hidrogeno en Colombia sea efectivo, habrá que consolidar un mercado interno robusto, sustentado en la descarbonización de la industria nacional, la generación de bienes de alto valor agregado, y la creación de nuevos encadenamientos productivos que garanticen la soberanía energética (GIZ, 2024; GIZ, 2023). En ese sentido, para fortalecer la cadena de valor y el mercado de derivados en el país, deben desarrollarse políticas y lineamientos claros que fomenten y prioricen la descarbonización de la economía nacional (GIZ, 2023).

Adicionalmente, desde la perspectiva ambiental, aunque el hidrógeno contribuye a la reducción de emisiones en la industria y el transporte, su desarrollo debe considerar la disponibilidad y el ordenamiento del recurso hídrico, dado que la electrólisis es intensiva en el consumo de agua. Esta consideración es especialmente relevante en tanto las zonas de mayor potencial renovable del país, en particular La Guajira, coinciden con regiones de alto estrés hídrico. Por ello, la viabilidad de los proyectos debe condicionarse a la priorización de agua desalinizada o de aguas residuales tratadas, así como a una localización estratégica cercana a la costa y a los terminales de exportación que, además de aliviar la presión sobre el recurso hídrico continental, reduce los requerimientos de infraestructura de red eléctrica (IEA, 2025).

Las particularidades de cada hub de hidrógeno²⁰ que se desarrolle en el país exige soluciones a la medida, las cuales deben estar respaldadas por análisis técnicos y contar con la orientación de entidades como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), que determinen los volúmenes de agua aprovechables sin comprometer otros sectores productivos ni ecosistemas (IDOM y Brigard Urrutia, 2025). Además, la gestión de estos riesgos ambientales debe estar contemplada dentro de una estrategia interinstitucional de largo plazo.

En este sentido, la Apuesta Estratégica 4 del Plan Estratégico de Diversificación Energética de la UPME (2025) plantea una implementación gradual y por fases de la cadena de valor del hidrógeno (desde la actualización de la estrategia nacional, la definición de estándares y la consolidación de hubs de producción en el corto plazo, hasta su integración plena en la matriz

²⁰ Se entiende por Hub de hidrógeno a los centros estratégicos donde se desarrollan y convergen actividades de producción, almacenamiento, y distribución de hidrógeno, con interconexiones con sus industrias asociadas y derivados. En Colombia se han propuesto hubs en: Cartagena, La Guajira, Barranquilla, Antioquia, Yumbo y Manizales.

energética en el largo plazo), acompañada de un esquema de monitoreo, medición y compensación de impactos ambientales con especial énfasis en el recurso hídrico. De esta manera, el desarrollo del sector podrá avanzar manteniendo la competitividad, respetando los límites ambientales de los territorios y contribuir así a la consolidación de la Transición Energética Justa.

Capítulo

04

Análisis de Emisiones



Capítulo 4. Análisis de emisiones

Como resultado de las trayectorias proyectadas para la demanda y la oferta energética, el análisis de las emisiones en el Plan Energético Nacional (PEN) 2025-2055 constituye un pilar estratégico para evaluar los efectos de la transición energética y fortalecer la resiliencia del país. El cambio climático ha dejado de ser una proyección futura para consolidarse como una realidad con impactos profundos y tangibles en la geografía, la economía y la matriz energética nacional, transformando la mitigación en una prioridad.

Aunque la contribución global de Colombia a las emisiones de GEI es marginal, representando entre el 0.4% y el 0.5% del total global, el territorio nacional enfrenta alta vulnerabilidad climática. La alta dependencia de una matriz de generación eléctrica predominantemente hidráulica expone al sistema a riesgos de desabastecimiento durante fenómenos de variabilidad climática como El Niño (IDEAM, 2026). A esta fragilidad del sector eléctrico se suma el deterioro latente de ecosistemas estratégicos esenciales para la vida. El incremento de la temperatura global amenaza de forma directa los glaciares andinos y los complejos de páramos, los cuales son responsables de regular y proveer el recurso hídrico para más del 70% de la población colombiana (MADS, 2022).

Frente a este panorama, la Transición Energética Justa (TEJ) se consolida como una necesidad imperativa para mantener la competitividad del país. Avanzar decididamente hacia este modelo reduce el riesgo económico de mantener activos varados vinculados a los combustibles fósiles en un mercado global en descarbonización, al tiempo que facilita el acceso a fondos de financiamiento climático internacional (MADS, 2026).

Para lograr una planificación integral, la UPME diferencia técnicamente los impactos de escala global de aquellos que operan a nivel local. Mientras los GEI (dióxido de carbono, metano y óxido nitroso) alteran el clima planetario a largo plazo (IPCC, 2021), los denominados contaminantes criterio²¹ como el material particulado, los óxidos de nitrógeno, el dióxido de azufre y el carbono negro (*black carbon*), afectan de manera inmediata la calidad del aire y los entornos regionales donde se producen (EPA, 2020).

²¹ Contaminantes criterio: contaminantes atmosféricos regulados bajo criterios científicos debido a su impacto negativo comprobado en la salud humana, la población y el medio ambiente.

Reconocer que las emisiones impactan tanto el clima global como la salud local ha impulsado el desarrollo de una estrategia coordinada a nivel institucional. Por ello, en respuesta a este doble desafío ambiental y sanitario, Colombia ha alineado sus metas con la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) y la Estrategia Climática de Largo Plazo E2050. Bajo estos compromisos, el país proyecta una reducción del 51% de las emisiones GEI a 2030 respecto al escenario de referencia, así como una disminución del 40% en las emisiones de Carbono Negro para ese mismo horizonte, avanzando hacia la carbono neutralidad en 2050 (Gobierno de Colombia, 2025).

4.1 Metodología de estimación de emisiones

La metodología empleada para la proyección de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se fundamenta en las Directrices del IPCC de 2006, integrando la cuantificación de gases de efecto directo: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). Complementariamente, para la estimación de contaminantes criterio derivados de procesos de combustión, se aplica la Guía para el inventario de emisiones de contaminantes atmosféricos, permitiendo proyectar las trayectorias de monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano (COVDM), amoníaco (NH_3), black carbon (BC), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y material particulado (PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$).

Se emplea un modelo integrado que contabiliza las emisiones desde la generación de energía hasta los usos finales en los sectores transporte, industrial, residencial, agricultura, minería, terciario y construcción. El alcance del análisis se circunscribe al Módulo Energía (Categoría 1A), evaluando las emisiones por quema de combustibles en las subcategorías de: Industrias de la Energía (1A1), Industrias Manufactureras y de la Construcción (1A2), Transporte (1A3) y Otros Sectores (1A4).

Con el fin de asegurar la comparabilidad con el Inventario Nacional de GEI, los resultados se expresan en Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($\text{Mt CO}_2\text{eq}$), aplicando los Potenciales de Calentamiento Global (GWP) del Quinto Informe de Evaluación sobre Cambio Climático (AR5).

Para la estimación de emisiones se emplean enfoques de Nivel 1 (Tier 1) y Nivel 2 (Tier 2). Esta metodología vincula los datos de actividad proyectados para cada sector de consumo con factores de emisión específicos. En particular, para el CO_2 , se utilizan factores de emisión

propios desarrollados para el contexto nacional (UPME, Fundación Natura, 2016), mientras que para el CH₄ y el N₂O se aplican los factores por defecto establecidos en las directrices del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2006). Finalmente, la base de datos de la guía EMEP/EEA provee los factores de emisión de los contaminantes criterio.

4.1.1 Definición de escenarios de emisiones

El escenario **Políticas Declaradas** actúa como la línea base o trayectoria inercial. Describe la evolución de las emisiones bajo el marco regulatorio y las políticas vigentes al momento de la modelación sin asumir metas climáticas adicionales. Se caracteriza por mantener la dependencia estructural de los combustibles fósiles en sectores críticos como el transporte, la industria y la generación de energía.

El escenario **Políticas Anunciadas** proyecta el impacto de los compromisos oficializados por el país, principalmente aquellos consignados en la Actualización de la NDC. A diferencia de la trayectoria de Políticas Declaradas, este escenario integra las directrices de la NDC y la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, extendiendo la electrificación de buses más allá de los sistemas masivos urbanos hacia flotas interurbanas y fijando la meta de vender un 100% de motocicletas eléctricas a 2035. Para el transporte de carga pesada de larga distancia, donde la electrificación directa es limitada, el escenario introduce el gas natural como energético de transición para desplazar el diésel, complementado con el uso estratégico de hidrógeno y una electrificación inicial de la flota fluvial, mientras que las mezclas de biocombustibles se proyectan constantes sin incrementos regulatorios adicionales. Asimismo, incorpora los objetivos del programa PAI-PROURE, asumiendo niveles de eficiencia energética superiores al estándar actual, la sustitución gradual de combustibles fósiles por soluciones térmicas de menor intensidad de carbono y la implementación del programa nacional de sustitución de leña por estufas eficientes o combustibles de transición. Finalmente, contempla la expansión de la cobertura eléctrica y la entrada en operación de los proyectos adjudicados en las subastas de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

El escenario **Carbono Neutralidad** plantea una transformación estructural del sistema energético, integrando una oferta eléctrica 100% limpia con la descarbonización profunda de la demanda. Bajo este enfoque, el transporte evoluciona hacia la movilidad eléctrica, el uso de hidrógeno verde en carga pesada y la aviación disminuye su emisión mediante la incorporación progresiva de combustibles sostenibles (SAF) con mezclas de hasta el 50%. Hacia el cierre del

horizonte, todos los modos operan con energéticos de bajas emisiones, reduciendo el uso de combustibles fósiles a una participación mínima en el sector. Simultáneamente, los sectores industrial, residencial y terciario sustituyen los combustibles fósiles por electricidad, biomasa y estándares avanzados de eficiencia energética. Para cumplir con la meta de reducir el 90% de las emisiones al 2050 limitando el aporte del módulo energía a 12 Mt CO₂eq (Gobierno de Colombia, 2021), el modelo incorpora tecnologías de frontera como captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS). Estas soluciones actúan como palancas estratégicas para mitigar emisiones residuales en industrias de difícil abatimiento (cemento y minerales no metálicos, siderurgia, química y petroquímica), permitiendo flexibilizar la transición en sectores térmicos esenciales sin comprometer la seguridad del suministro nacional.

4.2 Resultados emisiones

4.2.1 Resultados emisiones GEI

La Figura 29 muestra la trayectoria de emisiones de GEI en los tres escenarios (Políticas Declaradas - PD, Políticas Anunciadas - PA, y Carbono Neutralidad - CN) para el periodo 2022-2055. El escenario de políticas declaradas presenta una tendencia creciente y sostenida. Las emisiones pasan de aproximadamente 79 Mt CO₂eq en 2022 a superar las 103 Mt CO₂eq hacia 2055, lo que representa un incremento superior al 32%. Este comportamiento refleja la inercia actual, impulsada principalmente por el aumento de la demanda en los sectores transporte e industrial. En el transporte, el crecimiento del parque automotor de carga y pasajeros continúa dependiendo de combustibles líquidos como diésel y gasolina; mientras que en la industria persiste un patrón intensivo en carbono, debido a la dificultad de descarbonizar procesos térmicos.

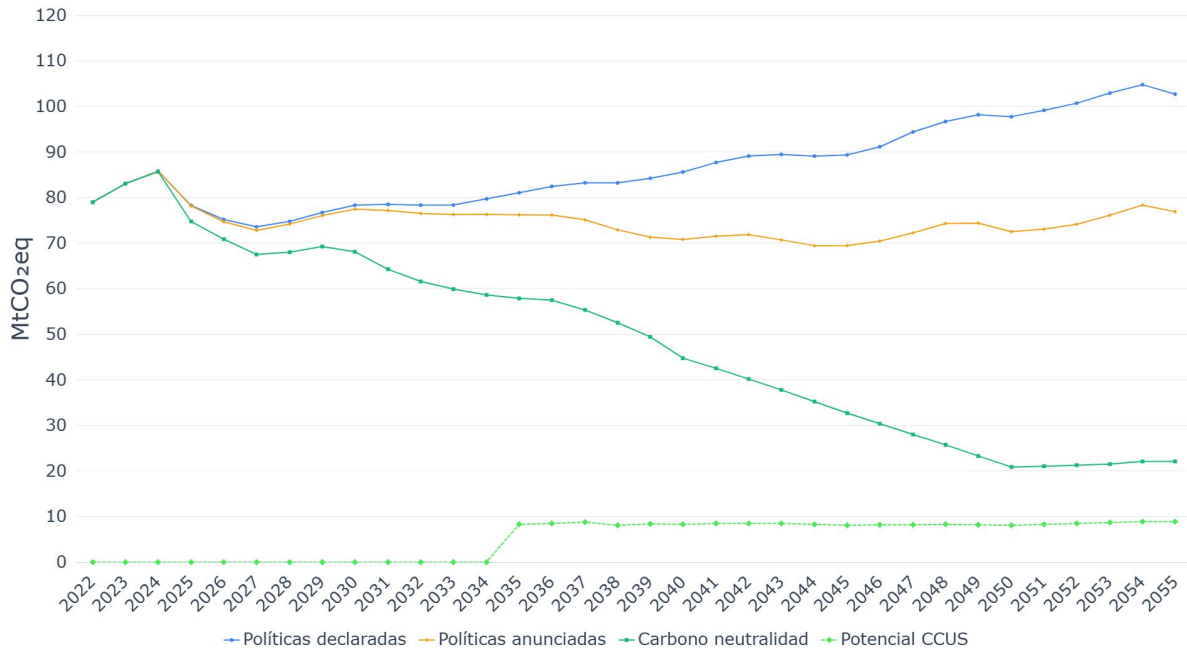


Figura 29. Emisiones GEI totales por escenario (Mt CO₂eq) 2025-2055

El escenario de Políticas Anunciadas proyecta un punto de inflexión o pico de emisiones hacia el año 2030, seguido de un descenso gradual, impulsado por la electrificación de buses y vehículos livianos. Esta trayectoria sugiere que las políticas fundamentadas en el cumplimiento de la NDC, logran estabilizar las emisiones; no obstante, resultan insuficientes para alcanzar una descarbonización profunda a largo plazo. Al cierre del periodo de análisis, las emisiones se contabilizan en 77 Mt CO₂eq, manteniendo una estructura de aportes sectoriales donde el transporte se consolida como el mayor emisor (53%). Le siguen en relevancia el sector industrial (15%), la generación eléctrica (12%) y el sector residencial (10%), mientras que el 10% restante se distribuye entre las actividades agrícolas, mineras, terciarias y de construcción.

El escenario de carbono neutralidad es el único que muestra una caída drástica y lineal, demostrando que es fundamental priorizar un cambio estructural y tecnológico de largo plazo frente a la tendencia actual. En este escenario, el objetivo no es solo la eficiencia, sino la descarbonización profunda, donde el sistema energético se transforma para operar dentro de los límites planteados en la Estrategia Climática de Largo Plazo E2050, proyectando un límite máximo de 12 Mt CO₂eq para el módulo energía en 2050; cifra equivalente a la totalidad de las emisiones industriales en 2022. Un punto clave del escenario de carbono neutralidad es reconocer que, pese a la implementación de medidas, algunos procesos mantendrán emisiones

mínimas hacia 2055; por lo tanto, es indispensable incorporar medidas de compensación con tecnologías CCUS en clusters industriales, junto con sistemas BECCS (bioenergía con captura de carbono) para generar emisiones negativas. De acuerdo con las proyecciones del modelo, esta estrategia despliega un potencial de captura de entre 8,3 y 8,9 Mt CO₂eq en el período 2035-2055, focalizado principalmente en hornos industriales, garantizando así el cumplimiento del cero neto y las metas climáticas del país.

Ahora, al realizar un análisis comparativo de todos los sectores en los tres escenarios, es importante comprender el incremento de la ambición en cada escenario, lo que condiciona la trayectoria de la oferta y la demanda de energía. La Figura 31 muestra que el sector transporte se consolida como el principal determinante de la curva de emisiones. Bajo políticas declaradas, el transporte pasa de emitir 42 Mt CO₂eq en 2022 a 59 Mt CO₂eq en 2055 (un incremento del 40%), debido a la persistencia del diésel y gasolina en el transporte carretero. No obstante, en el escenario Carbono Neutralidad, la combinación de electrificación masiva, el uso de hidrógeno y de biocombustibles, incluido el SAF reduce el aporte de emisiones en un 82%, pasa de emitir 42 Mt CO₂eq en 2022 a 7,5 Mt CO₂eq en 2055. Por su parte, la industria muestra una mayor resistencia a la descarbonización en los escenarios de políticas declaradas y anunciadas debido a la alta intensidad térmica de sus procesos; bajo estas trayectorias, las emisiones promedio se sitúan alrededor de 15 Mt CO₂eq y 11 Mt CO₂eq, respectivamente. Solo en el escenario de carbono neutralidad se logra desplazar el uso de carbón térmico mediante la electrificación del calor industrial y la implementación de hidrógeno y biomasa.

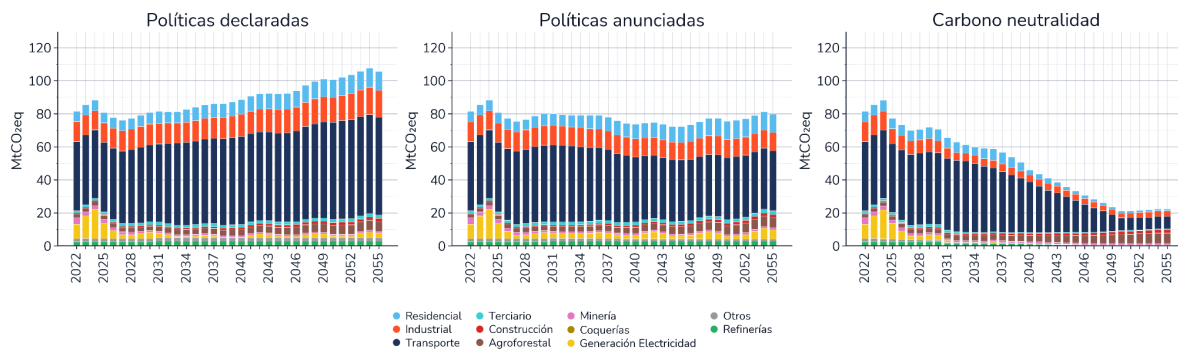


Figura 30. Emisiones GEI por sector

Esta estrategia se apoya en tecnologías de captura de carbono para procesos de difícil abatimiento entre estos: el cementero, donde la calcinación para producir clínker libera CO₂ de forma química; el siderúrgico, debido al uso de coque como reductor en altos hornos; y el

químico y petroquímico, dado que los combustibles fósiles actúan tanto de fuente energética como de materia prima (The Climate Drive, 2022). Bajo este escenario, las emisiones se reducen en un 70%, contrayéndose desde 12 Mt CO₂eq en 2022 hasta 3,4 Mt CO₂eq para el año 2055. En el sector residencial, los escenarios de políticas declaradas y anunciadas muestran una descarbonización lenta debido a la dependencia de los combustibles fósiles tanto en áreas rurales como urbanas. Mientras que en zonas rurales persiste el uso de la leña, en las áreas urbanas se observa una marcada permanencia en el uso del gas natural, lo que proyecta un aumento de emisiones del sector desde 6,4 Mt CO₂eq en 2022 hasta 11,5 Mt CO₂eq en 2025. En contraste, el escenario de carbono neutralidad logra una reducción del 82%, impulsado principalmente por la electrificación de la cocción, la sustitución masiva por tecnología LED y la implementación de restricciones estrictas a la climatización ineficiente hacia 2050. Por su parte, el sector terciario exhibe un crecimiento moderado de emisiones debido a la expansión económica y al consumo inercial en refrigeración y cocción comercial. Bajo políticas declaradas y anunciadas, este sector pasa de 1,3 a 2 Mt CO₂eq en 2055, mientras que en carbono neutralidad se limitan a 0,5 Mt CO₂eq, logrando una mitigación superior al 60% mediante la electrificación de los servicios.

Finalmente, existen sectores de difícil descarbonización como el agropecuario, minero y de construcción, los cuales muestran resistencia debido a la dispersión de la demanda y a barreras tecnológicas. En el año 2022 en conjunto estos tres sectores representan aproximadamente el 7% de las emisiones totales. Ante la dificultad de electrificar la maquinaria pesada en zonas remotas, los sectores agropecuario y de construcción dependen bajo el escenario de carbono neutralidad del despliegue de biocombustibles avanzados. Por último, el sector minero puede llegar a reducir sus emisiones de consumo propio mediante la electrificación de los procesos de extracción y fundamentalmente debido al descenso estructural en la producción de combustibles fósiles, alineándose con una economía global descarbonizada.

Aunque Colombia emite una baja fracción del total de emisiones globales, su ubicación geográfica en la zona intertropical y su dependencia de la hidroenergía la hacen altamente vulnerable al cambio climático global provocado por estas emisiones. Un ejemplo cotidiano ocurrió en el periodo histórico 2022-2024: debido al fenómeno de El Niño, las emisiones del sector eléctrico nacional se duplicaron (pasando de 8,8 a 17,5 Mt CO₂eq) debido a la necesidad de activar plantas térmicas a carbón y gas ante la escasez de agua (XM, 2026). Para el ciudadano común, esto se tradujo inmediatamente en un incremento directo en las tarifas de los servicios públicos de energía y en presiones inflacionarias sobre la canasta familiar debido a las sequías en el sector agropecuario (SAC, 2023).

En el escenario de políticas declaradas, el sector eléctrico exhibe una trayectoria variable con picos de carbono que responden a esta vulnerabilidad climática para mantener la firmeza del sistema. En contraste, bajo los escenarios de políticas anunciadas y carbono neutralidad, la matriz reduce drásticamente su intensidad de carbono mediante la penetración masiva de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), garantizando que la electrificación de los sectores de demanda genere un beneficio ambiental neto. Finalmente, el escenario de carbono neutralidad logra una descarbonización casi total del sector de generación, complementada con una contracción en la oferta fósil y el escalamiento de hidrógeno y bioenergéticos, alineando la seguridad energética con las metas climáticas nacionales.

Por último, la oferta de combustibles, específicamente el procesamiento de crudo en las refinerías experimenta trayectorias divergentes según el nivel de ambición climática y tecnológica de cada escenario modelado. En los escenarios de políticas declaradas y políticas anunciadas, caracterizados por la inercia regulatoria, las refinerías mantienen altas tasas de utilización; en consecuencia, la tendencia de GEI crece de manera continua a lo largo del horizonte de modelación, aportando un 3% sobre el total de emisiones en ambos casos. Por el contrario, el escenario de carbono neutralidad plantea una transformación profunda de la refinación convencional en el país para alinearse con la meta global de emisiones netas cero. Esta ruta incluye la implementación de tecnologías de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) en las refinerías, bajo el supuesto técnico de alcanzar una eficiencia de captura del 90% de las emisiones generadas en el proceso.

4.2.2 Resultados emisiones contaminantes criterio

A diferencia de los gases de efecto invernadero, cuyos impactos se ven a mediano y largo plazo a nivel global, los contaminantes criterio impactan de manera directa e inmediata en la calidad del aire local y en la salud pública diaria de los ciudadanos.

Como se ilustra en la Figura 32, las emisiones están dominadas por los compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano (COVDM) y el monóxido de carbono (CO) que representan aproximadamente el 97% del total.

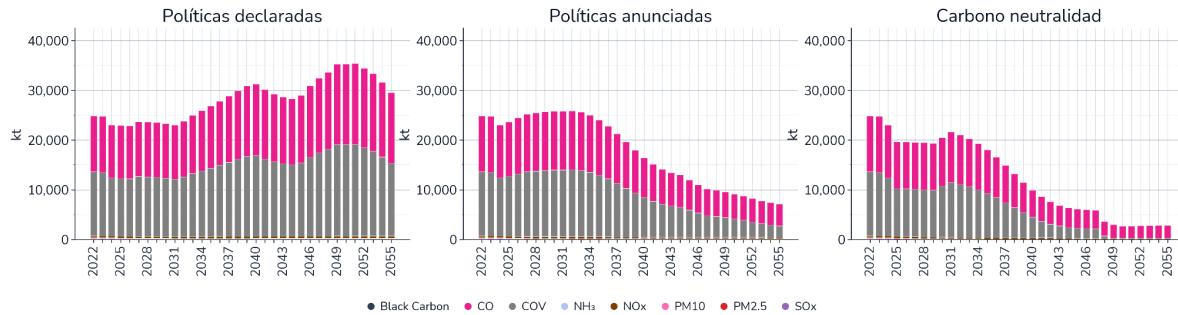


Figura 31. Emisiones totales contaminantes criterio

En el escenario de políticas declaradas, estas emisiones muestran una tendencia creciente con una ligera estabilización hacia el final del periodo, reportando un total de 31.593 kilotoneladas-kt en 2055. Este comportamiento se explica en gran medida por la persistencia de motores de combustión interna. Por el contrario, en los escenarios de políticas anunciadas y carbono neutralidad, la adopción masiva de la electrificación impulsa las reducciones más drásticas, alcanzando reducciones del 76% y 91%, respectivamente, frente al escenario de políticas declaradas.

La permanencia de niveles elevados de contaminantes constituye un desafío crítico para la salud pública. De acuerdo con el Instituto Nacional de Salud (INS, 2023), en Colombia se asocian anualmente más de 17.000 muertes al impacto de la contaminación del aire, principalmente por la exposición a Material Particulado fino (PM_{2.5}) y gases de combustión urbana. Esto se traduce en el colapso recurrente de las salas de urgencias por infecciones respiratorias agudas (IRA), asma y enfermedades cardiovasculares crónicas en ciudades con alta densidad vehicular como Bogotá y Medellín (DNP, 2018).

El análisis por sectores de estos contaminantes evidencia aspectos relevantes en el entorno cotidiano. El sector transporte es el principal responsable de las emisiones de monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano (COVDM), en el año 2022 se generan alrededor de 10.686 kt de CO y 12.800 kt de COVDM. Bajo el escenario de políticas declaradas, estos contaminantes mantienen niveles elevados debido a la combustión incompleta en motores convencionales de gasolina y diésel. No obstante, en el escenario de carbono neutralidad, la transición acelerada hacia la movilidad eléctrica logra una reducción casi total de las emisiones de COVDM hacia 2055, mientras que las emisiones de CO se reducen en 78%. Por otra parte, el *black carbon* (BC) y el material particulado se identifican como los contaminantes más críticos derivados del transporte de carga pesada a diésel, representando un desafío mayor para la calidad del aire y la salud pública en corredores logísticos (SDA, 2021).

Al analizar únicamente las emisiones internas del sector transporte para este grupo específico de contaminantes, se evidencia que en 2022 el transporte de carga pesada a diésel fue responsable del 86% del BC y del 37% del material particulado (PM₁₀ y PM_{2.5}).

En cuanto al sector residencial, este se identifica como una fuente de monóxido de carbono (CO) y material particulado, debido principalmente al uso persistente de leña para cocción en zonas rurales. Al cierre del horizonte de análisis, la reducción de estos contaminantes escala conforme aumenta la ambición de las medidas; el escenario de políticas declaradas registra una disminución del 89%, la trayectoria de políticas anunciadas alcanza el 94%, y el escenario de carbono neutralidad logra una reducción del 97% mediante la sustitución por estufas de inducción y energéticos limpios, disminuyendo los riesgos por contaminación intramural y favoreciendo la salud pública.

Por su parte, el sector industrial presenta una dinámica similar de dependencia fósil en calderas y hornos, donde el uso de carbón y combustibles líquidos pesados aporta la mayor carga de monóxido de carbono (CO) y óxidos de azufre (SO_x). En el escenario de políticas declaradas, las emisiones se mantienen constantes o con ligeros incrementos; no obstante, el escenario de carbono neutralidad logra una reducción drástica al sustituir estos energéticos por electricidad y biomasa tecnificada. Es importante precisar que, si bien la biomasa favorece la reducción de GEI, su implementación requiere tecnologías de combustión avanzada para evitar incrementos colaterales en las emisiones de black carbon, garantizando así una descarbonización integral y limpia.

4.3 Habilitadores y retos de la transición

La implementación de las trayectorias de mitigación planteadas en este análisis representa un reto estructural para el país. Para materializar el escenario de políticas anunciadas, es imperativo cumplir condiciones rigurosas como la expansión de la electrificación de buses hacia flotas interurbanas, lograr el 100% de ventas de motocicletas eléctricas a 2035, introducir el gas natural y el hidrógeno en el transporte de carga, masificar el programa PROURE para la eficiencia energética junto con la sustitución de leña por estufas eficientes, y asegurar la entrada en operación de los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Por su parte, alcanzar la carbono neutralidad exige una transformación estructural profunda mediante la adopción de diversas medidas sectoriales (como una matriz eléctrica 100% limpia, el uso de SAF y biocombustibles avanzados, y la contracción del sector fósil). Dado que estas estrategias abarcan diferentes frentes, la transición representa retos de naturalezas y

magnitudes muy distintas. Por un lado, la electrificación enfrenta una alta resistencia debido a la dificultad de descarbonizar los procesos térmicos industriales y a la dispersión de la demanda en zonas rurales. Por otro lado, tecnologías como CCUS y BECCS, indispensables en sectores de difícil transición (alimentos, cemento y siderurgia), demandan un escalamiento tecnológico masivo para capturar entre 8,3 y 8,9 Mt CO₂eq, requiriendo además sistemas de combustión avanzada para evitar que el uso de biomasa incremente colateralmente las emisiones de black carbon.

En este marco, la proyección de emisiones de GEI constituye un insumo técnico para la investigación y el desarrollo de políticas públicas, al traducir metas de largo plazo en trayectorias cuantitativas que permiten planificar coordinadamente la oferta y demanda energética, generando beneficios ambientales. Paralelamente, la modelación de contaminantes criterio refleja el impacto directo e inmediato de estos sobre la calidad del aire y la salud pública. A partir de esta información, se viabiliza el diseño de estrategias orientadas a reducir la contaminación intramural en viviendas rurales y a cuantificar la disminución de material particulado, black carbon y otros contaminantes en los corredores logísticos. La reducción de estas emisiones resulta especialmente relevante para Colombia, dado que contribuye no sólo al cumplimiento de sus compromisos climáticos internacionales, sino también a la mejora de la salud de la población y a la sostenibilidad de sus territorios.

Consideraciones finales

El ejercicio de planeación desarrollado en el PEN 2025-2055 demuestra que la transformación del sistema energético colombiano no responde a una única decisión de política pública ni a la incorporación aislada de nuevas tecnologías. Por el contrario, constituye un proceso de cambio estructural que involucra de manera simultánea la evolución de la demanda energética, la diversificación de la oferta, el desarrollo de infraestructura, la innovación tecnológica, el fortalecimiento institucional y el cumplimiento de los compromisos ambientales del país. En este contexto, la modelación prospectiva basada en escenarios proporciona un marco analítico para comprender cómo diferentes decisiones pueden conducir a trayectorias distintas de transformación del sistema energético nacional.

Los resultados obtenidos evidencian que las diferencias entre los escenarios PD, PA y CN no se explican únicamente por el nivel de ambición de sus metas, sino por las condiciones requeridas para materializar cada trayectoria. En conjunto, la transformación del sistema energético ocurre de manera simultánea desde la demanda y la oferta, mediante procesos complementarios que modifican tanto la forma en que la sociedad utiliza la energía como la manera en que el país la produce y suministra.

Desde la demanda, la modelación muestra que la eficiencia energética, la electrificación de los usos finales y la sustitución progresiva de combustibles fósiles constituyen los principales mecanismos de transformación del sistema energético. No obstante, estas trayectorias presentan dinámicas diferenciadas entre sectores. En transporte, el mayor potencial de transformación depende de la velocidad de incorporación de tecnologías de bajas emisiones y del desarrollo de infraestructura que acompañe su despliegue. En la industria, la transición se articula con procesos de modernización tecnológica, reconversión productiva y fortalecimiento de nuevas cadenas de valor. En el sector residencial, la sustitución de leña y la electrificación de la cocción evidencian que la transición energética incorpora objetivos de equidad, acceso y calidad de vida, mientras que el sector terciario orienta su transformación hacia la modernización tecnológica y la eficiencia de sus usos finales, desacoplando progresivamente el crecimiento económico del consumo energético.

Desde la oferta, los escenarios evidencian que la diversificación de la matriz energética constituye una condición indispensable para acompañar las transformaciones proyectadas de la

demanda. La expansión de las FNCER fortalece el proceso de electrificación y acelera la reducción de emisiones, mientras que el gas natural mantiene un papel relevante como energético en sectores de difícil electrificación. Paralelamente, la bioenergía y el hidrógeno de bajas emisiones amplían las alternativas tecnológicas disponibles para la descarbonización, al tiempo que la evolución del sector minero-energético plantea la necesidad de gestionar de manera gradual la transformación de actividades estratégicas para el empleo, la producción y las finanzas territoriales. En conjunto, estos resultados muestran que la transición no consiste en sustituir un recurso energético por otro, sino en construir una matriz más diversificada, resiliente y flexible, capaz de preservar la seguridad energética bajo diferentes escenarios de desarrollo.

Las trayectorias de emisiones complementan esta visión sistémica al evidenciar que los resultados ambientales son consecuencia directa de las decisiones adoptadas sobre la demanda y la oferta energética. La reducción de gases de efecto invernadero, la disminución de contaminantes criterio, la mejora de la calidad del aire y la reducción de la contaminación intramural en los hogares rurales constituyen beneficios que se refuerzan mutuamente y reflejan la capacidad de una planificación energética articulada para generar impactos simultáneos sobre la mitigación del cambio climático, la salud pública y el bienestar de la población.

Así, la materialización de estas trayectorias depende del desarrollo oportuno de un conjunto de condiciones habilitantes que trascienden el ámbito estrictamente energético. La incorporación de nuevas tecnologías requiere una evolución coordinada de la infraestructura, los marcos regulatorios, los mecanismos de financiamiento, las capacidades institucionales, la innovación tecnológica y la articulación entre los diferentes niveles de gobierno y los actores del sector energético. En este contexto, la expansión de las redes de transmisión y distribución, el fortalecimiento de las cadenas de suministro, la modernización de los procesos productivos y el desarrollo de capacidades técnicas y regulatorias constituyen factores determinantes para acompañar la electrificación de los usos finales, la incorporación de energías renovables, el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones, el aprovechamiento sostenible de la bioenergía y la transformación progresiva de los sectores dependientes de los combustibles fósiles.

Desde esta perspectiva, la principal contribución del ejercicio prospectivo desarrollado por el PEN 2025 - 2055 consiste en identificar las condiciones que determinan la viabilidad de las distintas trayectorias de transformación del sistema energético. Como se mencionó, la diferencia entre los escenarios no está dada únicamente por el nivel de ambición de las metas propuestas, sino por la capacidad del país para construir, de manera sostenida y coordinada, las

condiciones técnicas, institucionales, económicas y territoriales necesarias para hacerlas realidad.

En este sentido, el PEN 2025-2055 se consolida como un instrumento estratégico para la planificación energética de largo plazo. Más que definir un único futuro posible, proporciona una base técnica para evaluar alternativas de desarrollo, anticipar sus implicaciones sobre la seguridad energética, la competitividad, la equidad y la sostenibilidad ambiental, y orientar la formulación de políticas públicas y decisiones de inversión en un contexto caracterizado por la incertidumbre tecnológica, económica, ambiental y geopolítica.

De esta manera, el PEN fortalece las capacidades del país para planificar la transformación de su sistema energético desde una visión integral, en la que demanda, oferta y emisiones se entienden como componentes interdependientes de un mismo sistema. Su principal aporte consiste en ofrecer un marco analítico que permite comprender las transformaciones requeridas para avanzar hacia un sistema energético más diversificado, resiliente, competitivo y sostenible, reconociendo que el éxito de cualquiera de las trayectorias analizadas dependerá, en última instancia, de la capacidad colectiva para construir las condiciones que hagan posible esa transformación.

Abreviaciones

Abreviatura	Significado	Abreviatura	Significado
AC	Aire Acondicionado	LED	Diodo Emisor de Luz (Light Emitting Diode)
ANDEMOS	Asociación Nacional de Movilidad Sostenible	LFC	Lámpara Fluorescente Compacta
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
ANM	Agencia Nacional de Minería	MBls	Millón de Barriles
BAU	Business As Usual	MME	Ministerio de Minas y Energía
BEU	Balance de Energía Útil	Mton	Millones de toneladas
BEV	Vehículo Eléctrico de Batería (Battery Electric Vehicle)	MW	Megavatio
BID	Banco Interamericano de Desarrollo	MWh	Megavatio-hora
BPO	Buenas Prácticas de Operación	NDC	Contribución Determinada a Nivel Nacional (Nationally Determined Contribution)
BTU	British Thermal Unit (Unidad Térmica Británica)	ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
CAPEX	Capital Expenditure (Gastos de Capital)	OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage (Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono)	OMS	Organización Mundial de la Salud
CEIPA	Centro de Estudios e Investigaciones para el Análisis Político y Administrativo	OPEX	Operational Expenditure (Gastos Operacionales)

Abreviatura	Significado	Abreviatura	Significado
CIAC	Combustibles de Ignición Auto Compresión	OSeMOSYS	Open Source Energy Modeling System (Sistema de Modelado Energético de Código Abierto)
CN	Carbono Neutralidad (escenario)	PA	Políticas Anunciadas (escenario)
CO2	Dióxido de Carbono	PAI-PROURE	Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
CORPOEMA	Corporación para el Desarrollo Sostenible y la Gestión Ambiental	PD	Políticas Declaradas (escenario)
CRT	Tubo de Rayos Catódicos (Cathode Ray Tube)	PEM	Membrana de Intercambio Protónico (Proton Exchange Membrane)
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística	PEN	Plan Energético Nacional
DEA	Agencia Danesa de Energía (Danish Energy Agency)	PIACL	Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos
DNP	Departamento Nacional de Planeación	PIB	Producto Interno Bruto
E2050	Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia a 2050	PIEG	Plan Indicativo de Expansión de la Generación
ENSO	El Niño-Oscilación del Sur	PJ	Petajoule (10^{15} Joules)
FECOC	Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos	PNSL	Plan Nacional de Sustitución de Leña
GEI	Gases de Efecto Invernadero	PwC	PricewaterhouseCoopers
GGGI	Global Green Growth Institute (Instituto Global para el Crecimiento Verde)	RETIQ	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
GJ	Gigajoule (10^9 Joules)	RUNT	Registro Único Nacional de Tránsito
GLP	Gas Licuado de Petróleo	SAF	Combustible de Aviación Sostenible (Sustainable Aviation Fuel)

Abreviatura	Significado	Abreviatura	Significado
GN	Gas Natural	SDA	Secretaría Distrital de Ambiente
GNS	Gas Natural Seco	SIN	Sistema Interconectado Nacional
GPC	Giga Pie Cúbico (10 ⁹ pies cúbicos)	SIUN	Sistema Único de Información Normativa
HEV	Vehículo Híbrido Eléctrico (Hybrid Electric Vehicle)	TEJ	Transición Energética Justa
IAEA	Agencia Internacional de Energía Atómica (International Atomic Energy Agency)	TWh	Teravatio-hora (10 ¹² Wh)
ICCT	International Council on Clean Transportation	Ton	Tonelada (tonelada equivalente de petróleo)
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)	UNDESA	Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas
IPCC	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
kCal	Kilocaloría	XM	Compañía de Expertos en Mercados
KTH	Real Instituto de Tecnología de Suecia (Kungliga Tekniska Högskolan)	ZNI	Zonas No Interconectadas
kWh	Kilovatio-hora		

Bibliografía

- Aeronáutica Civil. (2025). *Economía y aviación para la vida: Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de aviación en Colombia*.
<https://www.aerocivil.gov.co/loader.php?lServicio=Tools2&lTipo=descargas&lFuncion=visorpdf&file=https%3A%2F%2Fwww.aerocivil.gov.co%2Floader.php%3FlServicio%3DTools2%26lTipo%3Ddescargas%26lFuncion%3DexposeDocument%26idFile%3D19190%26tmp%3Dc4c9f59b8be919a933>
- Agora Verkehrswende y PtX Hub. (2025). *Desfossilización de la aviación con e-SAF – Introducción a las tecnologías, políticas y mercados de combustibles de aviación sostenibles*. https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2025/08/125-Desfossilizacion-aviacion-e-SAF_ESP.pdf
- ANDEMOS. (2026). *Informe Interactivo Sector Automotor Colombia*. Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (ANDEMOS). Retrieved 05 20, 2026, from <https://www.andemos.org/pbi-informes>
- ANH. (2025). *Informe de Recursos y Reservas 2024(IRR)*.
https://www.anh.gov.co/documents/34275/Informe_de_Recursos_y_Reservas_IRR_2024_HfuVgCM.pdf
- ANM. (2023). *Resolución ANM 1006 de 2023*. <https://www.anm.gov.co/resolucion-anm-1006-de-30-noviembre-de-2023>
- Camargo-Bertel A.A., Alvarez-Navas J., Mercado-Barrera J., Brian F., Gonzalez-Quiroga A., & Pupo-Roncallo O. (2026). Strategies, barriers, and policies for the decarbonization of the iron and steel industry in Latin America. 136.
<https://doi.org/10.1016/j.erss.2026.104711>
- Camargo-Bertel A.A., Lizarazo C., Corredor L., Campillo J., Gonzalez-Quiroga A., & Pupo-Roncallo O. (2024). Analyzing trends in energy modeling tools in Latin America: A comprehensive review. *Energy Reports*, 12, 2075-3095.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.08.080>
- CEIPA. (2023). *El transporte férreo y fluvial colombiano: una perspectiva hacia la electromovilidad*. 978-958-8752-39-6

Centro Regional de Estudios de Energía. (2024). *Informe TEC: Transición energética de los carbones colombianos. Escenarios y decisiones clave a 2030 para la seguridad energética y la competitividad del país*. https://creenergia.org/wp-content/uploads/2025/09/Informe_TEC.pdf

Chakrabarty, P., Alam, K. C. A., Paul, S. K., y Saha, S. C. (2024). *Hydrogen production by electrolysis: A sustainable pathway* [Hydrogen energy conversion and management (pp. 81–102)]. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-15329-7.00003-X>

The Climate Drive. (2022). *Apply abatement approaches in hard-to-abate sectors*. <https://www.theclimatedrive.org/guidebook/reduce/step-1-understand-decarbonization-approaches-from-a-macro-perspective/apply-abatement-approaches-in-hard-to-abate-sectors>

Cobo Ángel, M. I., Barraza Botet, C. L., Cantillo Cuello, N. M., y Uribe Laverde, M. A. (Eds.). (2022). *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia: Una estrategia nacional de hidrógeno*. Universidad de La Sabana. https://www.minenergia.gov.co/documents/12089/29.Recomendaciones_para_desarrollo_hidr%C3%B3geno_en_Colombia_UniSabana_2022.pdf

Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ). (2024). *Estudio de mercado de H2V y Power to X en Colombia*. https://www.minenergia.gov.co/documents/11890/04.Estudio_de_Mercado_H2V_y_PtX.pdf

CORPOEMA-UPME. (2025). *Informe final* [Caracterizar en el marco del Plan Nacional de Bioenergía en Colombia, la demanda actual para transporte, electricidad, y energía térmica de los diversos bioenergéticos (sólidos, biocombustibles líquidos, gaseosos y combustibles sintéticos) y establecer esc].

DANE. (2019). *Atlas de la geografía industrial de Colombia: Especialización sectorial, concentración y competitividad territorial de la industria manufacturera colombiana*. https://geoportal.dane.gov.co/descargas/directorio_Est/3090_Geo_Colombia_14.pdf
DANE. (2025). *Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) 2024*. DANE. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2024>

DANE. (2026). *Cuentas Nacionales: Anexos estadísticos enfoque de la producción [Conjunto de datos]*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales>

DIAN. (2025). *Boletín de Comercio Exterior: Enero–diciembre de 2024/2023*. <https://www.dian.gov.co/dian/cifras/BoletinesComEx/D-Bolet%C3%ADn-Ene-Dic-2023-2024.pdf>

Diario oficial. (2025, enero 17). *Resolución 090 de 2025*. por la cual se adopta la Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de Aviación en Colombia. <https://vlex.com.co/vid/resolucion-numero-00090-2025-1067656451>

DNP. (2018, julio 31). *Departamento Nacional de Planeación (DNP)*. CONPES 3943: Política para el mejoramiento de la calidad del aire en Colombia. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3943.pdf>

DNP. (2020). *Plan Maestro Ferroviario*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Plan-Maestro-Ferroviario.pdf>

DNP. (2023). *Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>

DNP. (2023). *Plan Plurianual de Inversiones*. DNP. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portaDNP/PND-2023/2023-05-04-plan-plurianual-de-inversiones-2023-2026.pdf>

DNP. (2023). *Política de reindustrialización: hacia una economía productiva, sostenible y compartida (CONPES 4129)*. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>

EPA. (2020). *Environmental Protection Agency*. Criteria Air Pollutants. <https://www.epa.gov/criteria-air-pollutants>

Gebremeskel, D. H., Ahlgren, E. O., & Beyene, G. B. (2022, 12). Long-term electricity supply modelling in the context of developing countries: The OSeMOSYS-LEAP soft-linking approach for Ethiopia. *Energy Strategy Reviews*, 45. 10.1016/j.esr.2022.101045
GIZ Colombia. (2023). *Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia*.

Gobierno de Colombia. (2019). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

<https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Gobierno de Colombia. (2021). *Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)*. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/informe-actualizacion-contribucion-determinada-Colombia-ndc-2020.pdf>

Gobierno de Colombia. (2021). *E2050. Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2024/12/2.-Estrategia-Climatica-de-Largo-Plazo-de-Colombia-E2050.pdf>

Gobierno de Colombia. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*. BID, MME. https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf

Gobierno de Colombia. (2022). *Estrategia Nacional de Transporte Sostenible*. Ministerio de Transporte. <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Gobierno de Colombia. (2025, Septiembre 25). *NDC 3.0 Declarativa Colombia: Transformaciones para la Vida*. UNFCCC. <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/NDC%203.0%20Declarativa%20Colombia%20Transformaciones%20para%20la%20Vida%20V.25.09.2025%20Gov.%20Nacional.pdf>

Howells M., Rogner H., Strachan N., Heaps C., Huntington H., Kypreos S., Silveira S., Decarolis J., Bazillian M., & Roehrl A. (2011). OSeMOSYS : The Open Source Energy Modeling System An introduction to its ethos , structure and development. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>

ICCT. (2021). A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars. <https://theicct.org/publication/a-global-comparison-of-the-life-cycle-greenhouse-gas-emissions-of-combustion-engine-and-electric-passenger-cars/>

IDEAM. (2026, abril 15). *Escenarios de cambio climático de la Cuarta Comunicación de Colombia*. <https://www.ideam.gov.co/sala-de-prensa/informes/publicacion-mie-15042026-1200>

IDOM y Brigard Urrutia. (2025). *Análisis de las cadenas de valor de derivados del hidrógeno y la regulación habilitante en Colombia*.
https://www.minenergia.gov.co/documents/14249/60.Consultoria_IDOM_Cadena_valor_H2_derivados.pdf

IEA. (2025). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia*.

IEA. (2025). *Global Hydrogen Review*. Paris. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>, Licence: CC BY 4.0

IGAC. (2021). *Colombia en Mapas - Cobertura de Gas Natural*. Colombia en Mapas.
<https://www.colombiaenmapas.gov.co/?u=0&t=39&servicio=2298>

INS. (2023). *Instituto Nacional de Salud (INS)*. Informe de Carga de Enfermedad Ambiental en Colombia: Impacto del Material Particulado (PM2.5) en la salud pública nacional. <https://www.ins.gov.co/Noticias/Paginas/Informe-Carga-de-Enfermedad-Ambiental-en-Colombia.aspx>

Instituto Global para el Crecimiento Verde (GGGI). (n.d.). *Viabilidad del Artículo 6 para hidrogeno verde en Colombia*. Colombia.

IPCC. (2006). *IPCC*. IPCC - Task Force on National Greenhouse Gas Inventories. Retrieved May, 2026, from <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>

IPCC. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>
Low carbon power. (n.d.). *Electricidad en Uruguay en 2025*.
<https://lowcarbonpower.org/es/region/Uruguay>

Manuel, I. R., Chen, M., Lombardi, F., & Pfenninger-Lee, S. (2026). Optimising for the long game: Methodological challenges in energy system optimisation pathways. *Applied Energy*, 416, 127980.

MADS. (2022). *NDC de Colombia*. Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC). https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/05/NDC_Libro_final_digital-1.pdf

MADS. (2023, noviembre 4). Gobierno Nacional declara oficialmente el fenómeno de El Niño y alerta a continuar preparándose. <https://www.minambiente.gov.co/gobierno-nacional-declara-oficialmente-el-fenomeno-de-el-nino-y-alerta-al-pais-a-continuar-preparandose/>

MADS. (2024). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. MADS. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2024/12/2.-Estrategia-Climatica-de-Largo-Plazo-de-Colombia-E2050.pdf>

MADS. (2026, abril 28). *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible*. 56 países se reúnen en Colombia para acelerar transición justa más allá de los fósiles. <https://www.minambiente.gov.co/56-paises-se-reunen-en-colombia-para-acelerar-transicion-justa-mas-alla-de-los-fosiles/>

MME. (2023). *Hoja de ruta de la transición energética*. Transición energética justa. <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/transicion-energetica-justa/>

MME. (2024). *Diagnóstico base para la transición energética justa (versión PDF)*. Diagnóstico base para la transición energética justa (versión PDF). https://www.minenergia.gov.co/documents/12591/DIAGN%C3%93STICO_BASE_PARA_LA_TRANSICI%C3%93N_ENERG%C3%89TICA_JUSTA_-_2024.pdf

MME. (2024). *Escenarios nacionales Transición Energética Justa*. <https://www.minenergia.gov.co/documents/12383/Escenarios-TEJ-2024.pdf>

MME. (2025). *Ecosistema del H2 Colombia*. Ecosistema del H2 Colombia. Retrieved 12 15, 2025, from <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/proyectos/>

MME. (2025, 06 19). *Minenergía y Grupo Energía Bogotá anuncian que el Proyecto Colectora estará listo en agosto del 2026*. Sala prensa Minenergía. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/minenerg%C3%ADa-y-grupo-energ%C3%ADa-bogot%C3%A1-anuncian-que-el-proyecto-colectora-estar%C3%A1-listo-en-agosto-del-2026/>

MME. (2025, Julio 4). *Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano*. [https://www.minenergia.gov.co/...](https://www.minenergia.gov.co/)

MME. (2026). *Implementación de proyectos para los estudios de evaluación, exploración y explotación del hidrógeno blanco y otros gases*.

<https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/implementacion-de-proyectos-para-los-estudios-de-evaluacion-exploracion-y-explotacion-del-hidrogeno-blanco-y-otros-gases/>

Nayak-Luke, R. M., & Bañares-Alcántara, R. (2020). *Techno-economic viability of islanded green ammonia as a carbon-free energy vector and as a substitute for conventional production*. *Energy & Environmental Science*, 13, 2957.
<https://doi.org/10.1039/d0ee01707h>

OMS. (2025, 12 16). *Contaminación del aire doméstico*. Organización Mundial de la Salud. <https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/household-air-pollution-and-health>

Plazas-Niño F., Tan N., Howells M., Foster V., & Quirós-Tortós J. (2025). Uncovering the applications, developments, and future research directions of the open-source energy modelling system (OSeMOSYS): A systematic literature review. In *Energy for Sustainable Development*. 85. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101629>
PwC. (2023). *Mine 2023: 20th edition. The era of reinvention*. Mine 2023: 20th edition. The era of reinvention. <https://www.pwc.com/gx/en/issues/tla/content/PwC-Mine-Report-2023.pdf>

SAC. (2023, junio 20). *Sociedad de Agricultores de Colombia (SAC)*. ¿Cómo prepararse para el Fenómeno de El Niño? <https://sac.org.co/como-prepararse-para-el-fenomeno-de-el-nino-acosemillas-entrega-recomendaciones-a-productores-agricolas/>

Sánchez Diéguez, M., Schure, K., Koelemeijer, R., Sijm, J., & Faaij, A. (2025, 02). Combined simulation and optimization framework to quantify the impact of policy tools in agents' decision making in the transition towards a low carbon energy system.

Energy Policy, 215. 10.1016/j.enpol.2026.115342

SDA. (2021, diciembre). *Inventario de emisiones de Bogotá, contaminantes atmosféricos 202*. https://rds.org.co/apc-aa-files/ba03645a7c069b5ed406f13122a61c07/inventario-emisiones_2020_final.pdf

SIUN. (2024, octubre 17). *Resolución 40431 de 2024*. "Por la cual se modifica temporalmente el contenido de biocombustible – biodiésel en la mezcla con diésel fósil de que trata la Resolución número 40447 de 2022, y se dictan otras disposiciones". <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30054088>

UPME. (2018). *Primer balance de energía útil para Colombia y cuantificación de las pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética.*

www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx

UPME. (2018, 04 01). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen Ejecutivo BEU Sector Residencial y Terciario.* Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen Ejecutivo BEU Sector Residencial y Terciario.

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Residencial.pdf

UPME. (2019, abril). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética.* Resumen Ejecutivo BEU Sector Industrial

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Industria.pdf

UPME. (2020). “*Estudio de caracterización energética del sector de transporte de carga*”. UPME.

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_final_caracterizacion_transporte.pdf

UPME. (2022). *PAI-PROURE 2022-2030.* UPME.

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf

UPME. (2023). *Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052.* Plan Energético Nacional (PEN).

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf

UPME. (2024). *Boletín Cálculo ICEE 2019-2022.*

https://docs.upme.gov.co/2025/01/Informe_Ejecutivo_Boletin_Calculo_ICEE_2019_2022v3.pdf.

UPME. (2024). *Boletín ICEE 2024*. UPME.

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Documents/Informes_cobertura/Boletin_ICEE_2024.pdf

UPME. (2024). *Plan Nacional de Desarrollo Minero – Fase II: Escenarios mineros – Planificando el futuro*. Plan Nacional de Desarrollo Minero – Fase II: Escenarios mineros – Planificando el futuro.

https://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/Fase_II_Escenarios_Mineros_Planificando_el_futuro.pdf

UPME. (2025). *Balance Energético Colombiano*.

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Beco/Presentacion_BECO_2024.pdf

UPME. (2025). *Hacia la implementación Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros Combustibles de uso Ineficiente y Altamente Contaminante-CIAC para la cocción doméstica de alimentos*.

[https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_impleme ntacion_deL_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf](https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Hacia_la_implementacion_deL_PNSL_y_otros_CIAC_para_la_coccion_domestica_de_alimentos_VF.pdf)

UPME. (2025). *Plan Energético Nacional 2024-2054: Plan estratégico de industrialización [Versión preliminar]*.

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF6_PE_Industrializacion_Publicacion_Tomo_I.pdf

UPME. (2025). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG)*. Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG).

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEG/2025-2039/Plan_Generacion_2025-2039.pdf

UPME. (2026). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL 2025-2040*. Bogotá, Colombia. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/piacl/>

UPME. (2026). *Plan Nacional de Desarrollo Minero 2024–2035: Fase III – Estrategias y acciones*.

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/SIMCO/PlaneacionSector/Documents/Plan_Nacional_Desarrollo_Minero_Fase_III_v2_abril_2026.pdf

UPME, MME, & DEA. (2025, 03). *Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía*. Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía.

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Oferta-y-demanda/Catalogo_tecnologico/Catalogo_tecnologias_informacion_8-5-2025.pdf

UPME, Fundación Natura. (2016). *Consultoría Técnica para el Fortalecimiento y Mejora de la Base de Datos de Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos - FECOC. Informe Final Proyecto Incombustion-Natura*.

https://app.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones1/new/Informe_Final_FECOC_Correcciones_UPME_FunNatura.pdf

UPRA. ((2024, 27 de junio)). In *Frontera Agrícola el instrumento de planificación rural que promueve el uso eficiente del suelo y disminuye la pérdida de ecosistemas de importancia ambiental [Comunicado de prensa]*. Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural. <https://upra.gov.co/es-co/sala-de-prensa/noticias/frontera-agricola-el-instrumento-que-planificacion-rural-que-promueve-el>

World Energy Council. (2024). *World Energy Trilemma 2024: Evolving with Resilience and Justice*. <https://trilemma.worldenergy.org/>

XM. (2025). *CEN por tipo fuente natural y despacho*. Sinergox.

<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/CapacidadEfectiva.aspx>

XM. (2026). *Sinergox. Históricos de Oferta y Generación*.

<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>



UPME



© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia | +57 601 2220601

upme.gov.co