

Memoria de modelación de metas a 2030, 2035 y 2050 para la NDC de Colombia

1. Contexto de la colaboración entre el MME y Transforma

Transforma ha trabajado durante en el 2024 en análisis de la posible contribución de Colombia a algunas de las metas del paquete de energía del primer Balance Mundial y su armonización con la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional NDC. Las metas analizadas son: a) la triplicación de la capacidad de energías renovables a 2030; b) la duplicación de la eficiencia energética a 2030; c) la transición lejos de los combustibles fósiles y d) la eliminación progresiva de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles.

Cabe mencionar que cuando se hace referencia a la contribución de Colombia a estas metas globales no necesariamente quiere decir que dicha contribución se exprese, por ejemplo, en un compromiso para literalmente triplicar la capacidad instalada de las energías renovables.

La investigación presentada en este informe fue desarrollada por Transforma incluyendo observaciones de la UPME, MINENERGÍA y MINAMBIENTE. El proceso se desarrolló de manera secuencial, mediante reuniones periódicas en las cuales se validaron los supuestos y se contrastaron las proyecciones de demanda energética nacional. Esta articulación garantiza que el análisis se ajuste a la visión nacional y global de una transición energética justa, asegurando que las estrategias planteadas estén en línea con los objetivos de sostenibilidad y protección ambiental establecidos por las autoridades.

2. Modelación e insumos para la próxima NDC de Colombia

El ejercicio de modelación realizado por Transforma para evaluar las metas energéticas de Colombia, en el contexto de los objetivos de mitigación de la NDC y la descarbonización a largo plazo, se fundamenta en un análisis bottom-up que integra las condiciones actuales y futuras del sector energético colombiano. Este análisis considera proyecciones oficiales de demanda, escenarios de políticas como la Ruta de Transición Energética Justa para Colombia y el Plan de

Abastecimiento de Gas 2023-2038, así como el análisis de necesidades de infraestructura energética.

Con este trabajo, Transforma busca proveer al Ministerio de Minas y Energía - MME- de información robusta para la toma de decisiones frente a la revisión de metas a 2030 y la definición de metas a 2035 en el marco del proceso de actualización de la NDC de Colombia. Adicionalmente, se busca entregar insumos sobre los retos y oportunidades derivadas de la definición de metas energéticas de largo plazo que estén alineadas con la meta de alcanzar el cero neto de emisiones en 2050.

3. Metodología de trabajo

El modelo utilizado para este análisis es una herramienta de código abierto para la planificación energética estratégica de sistemas a nivel urbano y regional llamada *Energy Scope*. Esta herramienta emplea un modelo de programación lineal mixta (MILP) que representa el sistema energético con un alto nivel de detalle tecnológico, incluyendo módulos para la demanda energética, las tecnologías de conversión (como la solar, eólica, etc.), el almacenamiento de energía y las redes de transporte.

El objetivo principal del modelo es determinar la combinación óptima de tecnologías y recursos energéticos que minimicen los costos totales del sistema (incluyendo costos de inversión, operación y mantenimiento), al mismo tiempo que se satisfacen restricciones relacionadas con un nivel máximo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), el cumplimiento del balance energético y la capacidad de almacenamiento suficiente para gestionar la intermitencia de las energías renovables.

La herramienta permite simular el comportamiento del sistema energético con una resolución horaria, lo cual es fundamental para capturar la variabilidad de la demanda y la generación a partir de fuentes renovables. En esta línea, el modelo trabaja bajo la premisa de cumplimiento tanto del balance energético en cada hora de cada año modelado así como del resto de restricciones mencionadas anteriormente.

3.1. Limitaciones, restricciones y nivel de incertidumbre del modelo

El modelo de planificación energética empleado en este análisis es una herramienta robusta y detallada, diseñada para optimizar la combinación de tecnologías y recursos en función de un balance energético y la minimización de costos. Sin embargo, como toda herramienta analítica, presenta ciertas limitaciones y niveles de incertidumbre que deben considerarse al interpretar sus resultados:

1. Incorporación de regulaciones y normativas vigentes

Una limitación notable es la dificultad para integrar de forma explícita las reglamentaciones y normativas en curso. Las políticas y regulaciones que inciden en la operación y el desarrollo del sistema energético no se incorporan directamente en el modelo, lo que añade un nivel de incertidumbre. Esto significa que cambios futuros en el marco regulatorio podrían modificar significativamente el comportamiento del sistema y, por ende, los escenarios proyectados.

2. No inclusión explícita del componente de justicia

Otra restricción es la omisión del componente de justicia en la transición energética. Aunque el modelo está orientado a minimizar costos y asegurar el balance energético, no contempla de manera directa cómo se distribuyen los beneficios y las cargas entre diferentes sectores de la población.

3. Intermitencia de las energías renovables y dependencia de tecnologías de almacenamiento

La naturaleza variable de las energías renovables, especialmente la solar y la eólica, plantea desafíos adicionales. Si bien se han incorporado tecnologías de almacenamiento para mitigar la intermitencia, la eficacia de estas soluciones depende de avances tecnológicos y de la evolución de sus costos a lo largo del tiempo. Esta dependencia introduce incertidumbre en la capacidad del sistema para garantizar un suministro estable y confiable en escenarios futuros.

En la Tabla 1. se presentan los principales insumos, variables, restricciones y salidas del modelo.

Tabla 1. Resumen de insumos, supuestos, proceso, restricciones y salidas de la modelación realizada en *Energy Scope*

Insumos	EnergyScope Typical Day (TD)	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> Recursos <ul style="list-style-type: none"> Costo y emisiones Disponibilidad anual Perfiles por hora Tecnologías (conversión) <ul style="list-style-type: none"> Inversión Costo de operación y mantenimiento (OPEX y CAPEX) Almacenamiento y combustibles sintéticos Demanda <ul style="list-style-type: none"> Electricidad Calefacción Movilidad 	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de optimización lineal Variables <ul style="list-style-type: none"> Capacidad tecnológica Producción horaria Función objetivo <ul style="list-style-type: none"> Minimización del costo del sistema $\min C_{tot} = \sum_{j \in TECH} (\tau(j) C_{inv}(j) + C_{maint}(j)) + \sum_{i \in RES} C_{op}(i)$ Restricciones <ul style="list-style-type: none"> Emisiones Balance energético Capacidad de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Dimensionamiento de las tecnologías y la operación <ul style="list-style-type: none"> GW Operación <ul style="list-style-type: none"> Balance energético por hora Almacenamiento por hora Energía primaria utilizada Integración de tecnologías Emisiones y costos

La herramienta también modela condiciones para años representativos e hitos intermedios (ver Figura 1), lo que permite identificar retos y oportunidades asociados con transiciones como la incorporación de energías renovables que sustituya progresivamente el uso de combustibles fósiles debido a factores como un posible aumento acelerado de la demanda de energía eléctrica.

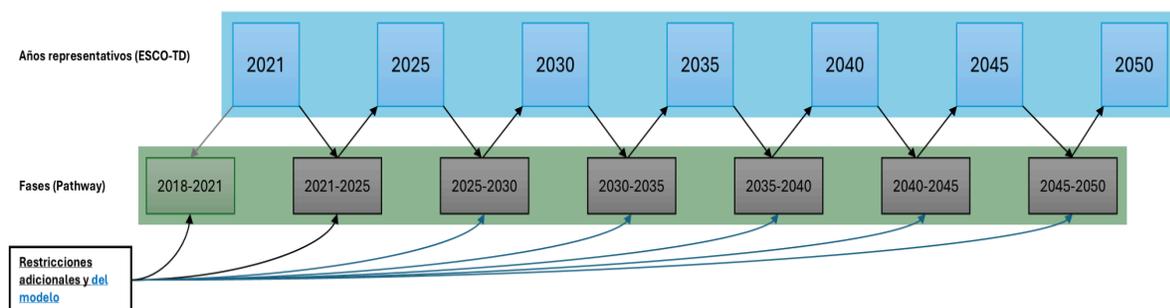


Figura 1. Hitos temporales en la modelación de energy scope

3.2. Insumos utilizados

Como se mencionó anteriormente, para la modelación de los diferentes escenarios y la calibración del modelo se usó información proveniente de escenarios y proyecciones oficiales de demanda producidos tanto por la Unidad de Planeación Minero energética - UPME - así como por el MME:

- **Línea de base:** Para el ejercicio a realizar se parte de la siguiente distribución de las energías renovables en una capacidad total de 13,06 GW
 - Capacidad instalada energías renovables:
 - Energía Hidráulica: 12,55 GW (96%)
 - Bioenergía: 0,21 GW (1,6%)
 - Energía Solar - Gran Escala: 0,28 GW (2%)
 - Energía Eólica - Terrestre: 0,018 GW (0,1%)
- **Proyecciones de demanda:** Para dimensionar la capacidad de generación y almacenamiento necesaria para satisfacer las necesidades energéticas futuras se utilizaron datos históricos sobre la oferta, la demanda, la transformación y el consumo de energía que se encuentran en el Balance Energético de Colombia - BECO -, así como las proyecciones de demanda energética a largo plazo incluidas en el Plan Energético Nacional - PEN-.
- **Potencial Energético:** Para evaluar el potencial energético, se utilizaron datos sobre la disponibilidad de recursos renovables, estudios de recurso que determinan la capacidad de generación renovable en diferentes ubicaciones y factores geográficos y climáticos como la radiación solar, la velocidad del viento y la disponibilidad de agua. Esta información es fundamental para determinar la viabilidad y el dimensionamiento óptimo de las tecnologías de generación renovable, como la solar, eólica, geotérmica, el fortalecimiento de la energía hidráulica ya disponible y de biomasa. Las principales fuentes de información para el potencial energético son: el análisis del potencial de generación de energía renovable a nivel nacional y subnacional incluido en la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa; la información sobre la capacidad instalada de generación renovable existente proporcionada por BECO y las metas para la incorporación de energías renovables en la matriz energética establecidas en el PEN.

Datos de Costos y Desempeño de Tecnologías: La modelación incorpora datos detallados sobre los costos de inversión, operación y mantenimiento (O&M), eficiencia, vida útil y almacenamiento de energía, datos que han sido contrastados frente al "Catalogo Tecnológico Colombiano" ([MME, UPME, DEA & Emergente, 2025](#)).

- **Costos de Inversión (CAPEX):** Se utilizaron los costos específicos de inversión (USD/MW) para cada tecnología en el año base 2024, así como las proyecciones para 2030 y 2050.

- Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX): Se incorporaron los costos fijos (USD/MWh/año) y variables (USD/MWh) de O&M para cada tecnología, reflejando los gastos necesarios para el funcionamiento continuo de las plantas.

3.3. Consideraciones Específicas por Tecnología:

Solar Fotovoltaica

Se consideraron los costos de los módulos, inversores, estructuras de soporte y otros componentes, así como los costos de instalación y conexión a la red.

- **Gran Escala:**
 - Inversión nominal: \$0.98 millones USD/MWp en 2024, \$0.68 millones USD/MWp en 2030 y \$0.45 millones USD/MWp en 2050.
 - O&M fijo: \$12,500 USD/MWp(DC)/año en 2024, \$10,750 en 2030 y \$8,154 en 2050.
 - Irradiancia horizontal global: 1,643 kWh/m²/año.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado directamente, pero depende de la irradiancia.
- **Pequeña Escala:**
 - Inversión nominal: \$1.18 millones USD/MWp en 2024, \$0.82 millones USD/MWp en 2030 y \$0.55 millones USD/MWp en 2050.
 - O&M fijo: \$14,783 USD/MWp(DC)/año en 2024, \$12,696 en 2030 y \$10,081 en 2050.
 - Irradiancia horizontal global: 1,643 kWh/m²/año.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado directamente, pero depende de la irradiancia.

Eólica

Se diferenciaron los costos entre la eólica terrestre y la eólica costa afuera, teniendo en cuenta las particularidades de cada tecnología en términos de cimentación, instalación y O&M.

- **Terrestre Gran Escala:**
 - Inversión nominal: \$1.37 millones USD/MWe en 2024, \$1.30 millones USD/MWe en 2030 y \$1.23 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$27,400 USD/MWe/año en 2024, \$26,000 en 2030 y \$24,600 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): 35% en 2024, 38% en 2030 y 42% en 2050.

- **Terrestre Pequeña Escala (<1 MW):**
 - Inversión nominal: \$3.4 millones USD/MWe en 2024, \$3.3 millones USD/MWe en 2030 y \$3.1 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$68,500 USD/MWe/año en 2024, \$64,300 en 2030 y \$60,200 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): 25% en 2024, 25% en 2030 y 30% en 2050.
- **Costa Afuera (Fondo Fijo):**
 - Inversión nominal: \$4.3 millones USD/MWe en 2024.
 - O&M fijo: 2.5% anual de CAPEX.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado.
- **Costa Afuera (Flotante):**
 - Inversión nominal: \$5.4 millones USD/MWe en 2030, \$2.8 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$135,625 USD/MWe/año en 2030, \$70,625 USD/MWe/año en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): 54.8% en 2030, 56.0% en 2050.

Hidroeléctrica

Se consideraron los costos de construcción de presas, turbinas y otros equipos, así como los costos asociados a la gestión del agua y la mitigación de impactos ambientales.

- **Embalse:**
 - Inversión nominal: \$2.50 millones USD/MWe en 2024, \$2.48 millones USD/MWe en 2030 y \$2.18 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$55,000 USD/MWe/año en 2024, \$54,600 en 2030 y \$43,500 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): 52% en 2024, 52% en 2030 y 59% en 2050.
- **Filo de Agua (Gran Escala):**
 - Inversión nominal: \$2.50 millones USD/MWe en 2024, \$2.48 millones USD/MWe en 2030 y \$2.18 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$55,000 USD/MWe/año en 2024, \$54,600 en 2030 y \$43,500 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado.
- **Filo de Agua (Mediana/Pequeña Escala):**
 - Inversión nominal: \$3.02 millones USD/MWe en 2024, \$3.00 millones USD/MWe en 2030 y \$2.09 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$66,500 USD/MWe/año en 2024, \$66,000 en 2030 y \$45,900 en 2050.

- Factor de planta (incluyendo interrupciones): 63% en 2024, 63% en 2030 y 72% en 2050.
- **Filo de Agua (Mini/Micro):**
 - Inversión nominal: \$3.02 millones USD/MWe en 2024, \$3.01 millones USD/MWe en 2030 y \$2.09 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$66,500 USD/MWe/año en 2024, \$66,000 en 2030 y \$45,900 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): 51% en 2024, 51% en 2030 y 78% en 2050.

Otras Tecnologías

- **Biogás:**
 - Inversión nominal: \$4.38 millones USD/MWe en 2024, \$4.21 millones USD/MWe en 2030 y \$2.82 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$46,200 USD/MWe/año en 2024, \$44,400 en 2030 y \$38,600 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado.
- **Geotérmica:**
 - Inversión nominal: \$6.00 millones USD/MWe en 2024, \$5.66 millones USD/MWe en 2030 y \$4.00 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$88,900 USD/MWe/año en 2024, \$83,700 en 2030 y \$39,900 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado.
- **Turbina de gas de ciclo simple (o convencional):**
 - Inversión nominal: \$0.97 millones USD/MWe en 2024, \$0.96 millones USD/MWe en 2030 y \$0.67 millones USD/MWe en 2050.
 - O&M fijo: \$29,400 USD/MWe/año en 2024, \$29,000 en 2030 y \$20,900 en 2050.
 - Factor de planta (incluyendo interrupciones): No especificado.

4. Escenarios modelados

Los escenarios planteados obedecen a tres horizontes temporales a analizar: 1. 2050, por ser el año en el que Colombia planea alcanzar el cero neto de emisiones de CO₂; 2. 2030, por ser el año final del periodo de implementación de la actual NDC en revisión y 3. 2035 dado que podría ser uno de los hitos intermedios de la nueva NDC que presentará el país en 2025. Cabe mencionar que los escenarios de modelación de 2030 y 2035 son consistentes con la ruta que se debe seguir para

llegar a la meta del cero neto de emisiones a 2050, teniendo en cuenta que el paquete de tecnologías que resulta es el óptimo en términos técnicos y de costos para cada uno de los hitos establecidos.

En conclusión, el modelo permite identificar alternativas para cada horizonte temporal, considerando las restricciones y los objetivos de cada etapa sin dejar de lado la flexibilidad, la cual permite que haya una combinación de tecnologías y recursos energéticos que permita la adaptación a las condiciones cambiantes del sistema, con el fin de garantizar una transición energética justa, sostenible y eficiente.

Cabe mencionar que en estos escenarios se plantea un crecimiento de la energía hidroeléctrica hasta alcanzar unos 15 MW a 2030. Sin embargo, a partir de este año las energías renovables no convencionales empiezan a tomar un rol más protagonista, y por lo tanto, se prevé que la capacidad instalada de energías renovables se mantenga constante hasta 2050. Esto además se convierte en una medida de adaptación al cambio climático, dados los problemas de escasez hídrica que ya está sufriendo y de la que puede sufrir el país en el futuro.

Por otro lado, como se había mencionado, una de las restricciones del modelo es que los escenarios cumplan con el balance energético. Eso quiere decir, para cumplir con el balance energético se deberá priorizar el uso de recursos en algunos sectores por encima de otros. En esta línea, vale la pena aclarar que para los escenarios 2030 y 2035:

5. Por temas de costos y por las barreras que en este momento impiden la entrada masiva de automóviles eléctricos, se plantea que en el sector transporte, sobre todo en el transporte privado de pasajeros, se sustituyan los combustibles fósiles intensivos por gas natural mientras se avanza al mismo tiempo en superar las barreras para la electrificación del sector.
6. Dado que el gas natural tiene limitaciones de disponibilidad, se prevé que para 2030 la demanda del sector transporte podría llevarse la demanda de gas del sector industrial que podría usar carbón para procesos térmicos pero que antes de 2035 encontraría sustitutos para cubrir esa demanda específica. Luego se espera que para 2050 la demanda energética en el sector industrial sea cubierta por electricidad.

4.1. Escenario 2030

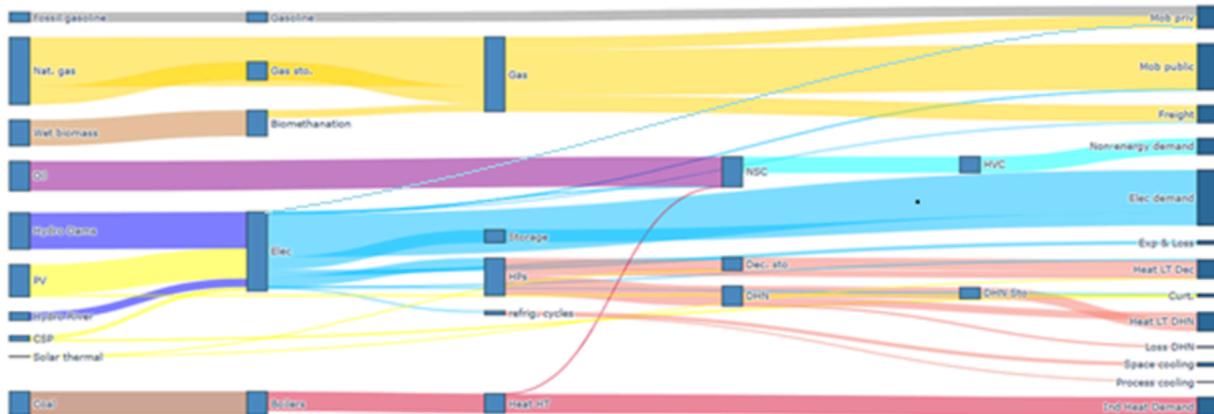
El escenario planteado para el año 2030 se fundamenta en la diversificación de fuentes y en asegurar avances hacia el cero neto a 2050. La energía solar fotovoltaica se consolida como protagonista. Además, se prevé el fortalecimiento de fuentes alternativas como la eólica y el aprovechamiento de residuos para la generación de energía.

Resultados preliminares de la modelación: escenario a 2030

Para el año 2030, se estima que la capacidad instalada de generación renovable alcanzaría aproximadamente los 21,4 GW, distribuida de la siguiente manera:

Energía Hidráulica: 15,1 GW (70,56%)
Bioenergía: 1 GW (4,67%)
Energía Solar - Gran Escala: 3 GW (14,02%)
Energía Solar - Distribuida: 0,1 GW (0,46%)
Energía Solar - Térmica: 0,2 GW (0,92%)
Energía Eólica - En costa: 2 GW (9,35%)

En este escenario, se busca cumplir con la meta de la NDC a 2030 aprovechando de manera óptima los recursos disponibles. Esto implica, en primer lugar, maximizar el uso de los recursos existentes, como la optimización de la operación de las centrales hidroeléctricas y la promoción de la generación distribuida con fuentes renovables. Además, se prevé la implementación de medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, comercial e industrial, y se promoverá la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables en sectores como el transporte y la generación eléctrica. Finalmente, se deberá fortalecer las capacidades institucionales para la planificación y gestión de la transición energética.



Gráfica 1: Diagrama de Sankey de relación entre tecnologías renovables - transformación y almacenamiento de energía y demanda en el escenario 2030. Fuente: elaboración propia del autor. Convenciones: PV: Photo Voltaic; HVC: High Value Chemicals; CSP: Concentrated Solar Power; HP: Heat Pumps. DNH: District Heat Networks; Dec. Sto: Decentralized Storage.

En este escenario (ver gráfica 1) se espera que el gas natural mantenga una participación relevante como combustible para el transporte, a la par que se avanza hacia una mayor electrificación del sector, además este será uno de los usos principales del combustible, ya que para este escenario, el carbón y el gas natural habrán reducido completamente su participación dentro de la matriz eléctrica. Debido a la optimización de costos, incluyendo los de infraestructura y mantenimiento, se prioriza la electrificación del sector residencial. Esto abarca tanto la cobertura de la demanda eléctrica residencial –denominada “Elec demand”– como la electrificación de todos los usos térmicos residenciales (Heat LT), que hoy en día se atienden con calderas alimentadas por gas natural, carbón y madera. Bajo este esquema, la demanda eléctrica a satisfacer asciende a 76 TWh y la demanda térmica residencial a 50 TWh, lo que implica fortalecer la matriz eléctrica proyectada para 2030. Este esfuerzo adicional para cubrir la demanda eléctrica y las nuevas demandas térmicas hace que el modelo dé prioridad al sector residencial sobre la electrificación del sector transporte, sin embargo, la dinámica del sector transporte migra a funcionar con gas natural por la diferencia de costos que se prevé en los vehículos de movilidad privada de gas natural o gasolina frente a los eléctricos. De igual forma, el escenario incluye un incremento en la movilidad eléctrica, pasando del 0,05% del parque automotor en 2023 a 1,3% en 2030, equivalente a 246.377 vehículos. Por ello, se prevé que el gas natural continúe siendo fundamental en este último, especialmente para el transporte público, privado y de carga. Además, para que esta transformación sea efectiva, es esencial que los sectores industrial y doméstico incorporen gradualmente fuentes limpias en

sus flujos energéticos, aunque actualmente su integración es incipiente en comparación con lo que se necesitará para alcanzar los objetivos de 2050.

Por otro lado, la modernización de las redes de transmisión y distribución es un componente esencial para integrar de manera efectiva las fuentes renovables, trabajo que ya está liderando la UPME con su [Plan Misión Transmisión](#). Complementariamente, se prevé que a 2030 se necesitaría iniciar una escalada de la capacidad de almacenamiento con baterías de manera que responda a las necesidades de electrificación, con **2,1 GW instalados** equivalentes al 9,8% de la capacidad instalada de renovables en el sistema. La inversión en investigación y desarrollo para mejorar la capacidad y reducir costos, será crucial para asegurar que estas soluciones pueden implementarse a gran escala.

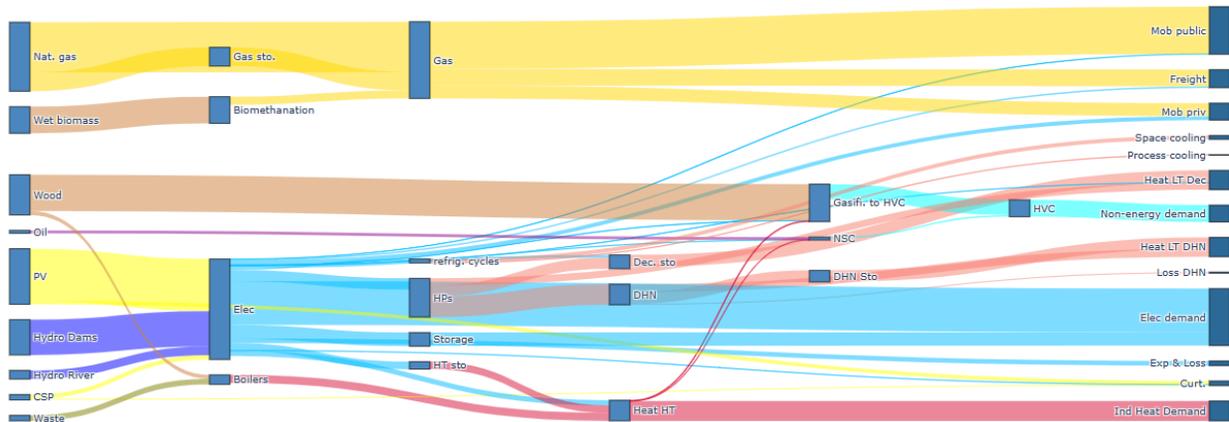
4.2. Escenario 2035

A mediano plazo (2035), se define una combinación de tecnologías que consoliden los pasos hacia la transformación del sistema energético, en línea con el objetivo de alcanzar cero emisiones netas en 2050. Esto se traduce en un aumento gradual de la participación de las energías renovables en la matriz energética, sobre todo, de la energía solar debido al potencial energético con el que cuenta el país en este recurso y el bajo costo relativo con el que se cuenta actualmente frente a otras tecnologías.

Resultados preliminares de la modelación, escenario a 2035

Para el año 2035, se estima que la capacidad instalada de generación renovable alcanzará aproximadamente los 29,9 GW, distribuida de la siguiente manera:

Energía Hidráulica: 15,1 GW (50,50%)
Bioenergía: 1 GW (3,34%)
Energía Solar - Gran Escala: 5 GW (16,72%)
Energía Solar - Distribuida: 2,5 GW (8,36%)
Energía Solar - Térmica: 1,3 GW (4,34%)
Energía Eólica - En costa: 3 GW (10,03%)
Energía Eólica - Costa Afuera: 2 GW (6,69%)



Gráfica 2: Diagrama de Sankey de relación entre tecnologías renovables - transformación y almacenamiento de energía y demanda en el escenario 2035. Fuente: elaboración propia del autor. Convenciones: PV: Photo Voltaic; HVC: High Value Chemicals; CSP: Concentrated Solar Power; HP: Heat Pumps. DHN: District Heat Networks; Dec. Sto: Decentralized Storage.

Como se observa en la Gráfica 2, en el segundo escenario para el 2035 se evidencia un papel más destacado de la bioenergía, desplazando al petróleo en la producción de productos químicos de alto valor (demanda no energética). Adicionalmente, se evidencia una reducción del uso del carbón, que sale completamente de la matriz energética. En línea con los resultados presentados en el escenario para el 2030, el modelo opta por fortalecer la matriz eléctrica inicialmente para satisfacer la creciente demanda eléctrica residencial, que alcanza los 106,4 TWh, y la térmica residencial, que alcanza los 72 TWh, lo cual representa un incremento de cerca del 50 %. Este aumento inicial en la demanda es relevante; sin embargo, la expansión de las energías renovables permite electrificar el sector industrial y cubrir la totalidad de la demanda proyectada de 38 TWh mediante calderas y otras tecnologías de calefacción de alta temperatura. Además, se observa un avance en la electrificación de los diferentes tipos de movilidad, llegando a un 10% del parque automotor con 1.895.211 vehículos eléctricos, respecto del 0,05% en 2023 con 9.591 vehículos eléctricos. No obstante, la transformación en el sector de la movilidad, abarcando el transporte público, el transporte de carga y el transporte privado, sugiere que la electrificación del transporte podría tomar más tiempo, siendo clave el uso de combustibles alternativos, como el biogás, en el mediano plazo para transformar este sector, lo que a su vez permitiría aprovechar el potencial de biomasa disponible y avanzar hacia la sofisticación del sector.

El diagrama muestra flujos de energía hacia el transporte público, el transporte de mercancías, la refrigeración y la calefacción urbana, entre otros, lo que evidencia la necesidad de adaptar las redes a las necesidades específicas de cada sector.

Finalmente también se resalta la importancia del almacenamiento de energía, y el almacenamiento de gas natural para asegurar un suministro estable. La gasificación y la producción de hidrógeno y metanol surgen como soluciones innovadoras para convertir y almacenar el excedente de energía renovable.

Dentro de éste escenario el almacenamiento necesario es el equivalente al 10,03% de la capacidad instalada de renovables en el sistema. Esto requeriría un esfuerzo adicional del 0,5% al 0,7% del PIB anualmente, según el escenario que contempla 3 GW de capacidad instalada en baterías.

4.3 Escenario 2050

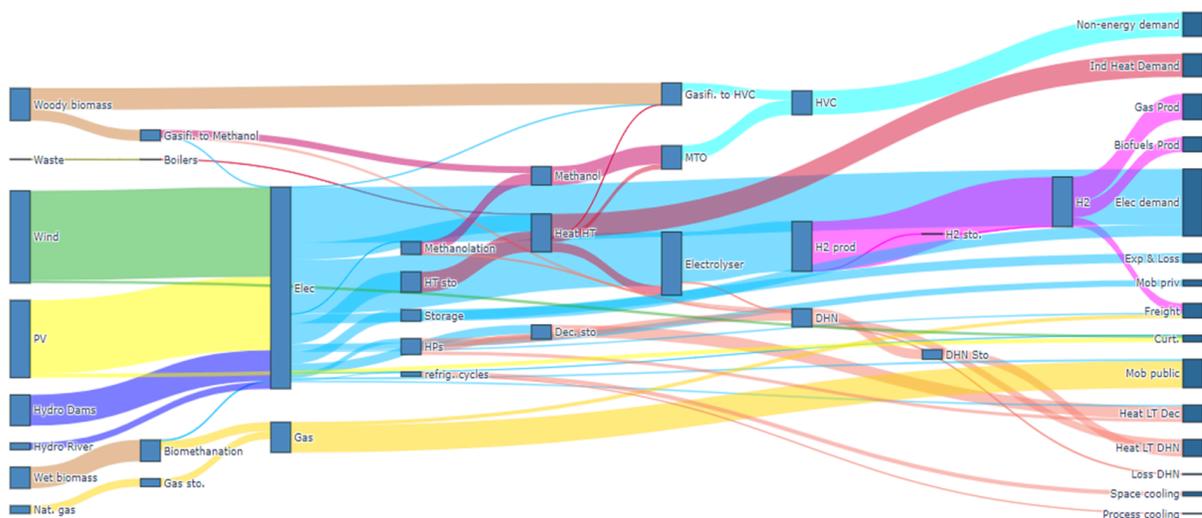
Para el escenario 2050 se llevó a cabo una modelación con el fin de obtener una combinación óptima de tecnologías con las que no solo se supla la demanda energética del país sino que además sea consistente con la meta de alcanzar el cero neto de emisiones de CO2 a 2050. Para esto, se requiere una transformación profunda del sector energético respaldada por una importante capacidad de almacenamiento que permita complementar la intermitencia de las fuentes renovables y pueda garantizar un suministro estable.

Resultados de la modelación, escenario a 2050

Para el año 2050, se estima que la capacidad instalada de generación renovable alcanzará aproximadamente los 88,2 GW, distribuida de la siguiente manera:

Energía Hidráulica: 15,1 GW (17,12%)
Bioenergía: 1 GW (1,13%)
Energía Solar - Gran Escala: 29,9GW (33,9%)
Energía Solar - Distribuida: 14,9 GW (16,89%)
Energía Solar - Térmica: 3 GW (3,37%)
Energía Eólica - En costa: 7 GW (7,93%)
Energía Eólica - Costa Afuera: 17,3 GW (19,61%)

Los resultados preliminares de nuestro modelo, anticipan una transformación importante del sistema energético colombiano para el año 2050. El cambio más significativo será la drástica reducción en el uso de combustibles fósiles, impulsada por la búsqueda de un modelo energético más sostenible.



Gráfica 3: Diagrama de Sankey de relación entre tecnologías renovables - transformación y almacenamiento de energía y demanda en el escenario 2050. Fuente: elaboración propia del autor. Convenciones: PV: Photo Voltaic; HVC: High Value Chemicals; CSP: Concentrated Solar Power; HP: Heat Pumps. DNH: District Heat Networks; Dec. Sto: Decentralized Storage.

Para este año, se observa un incremento sustancial de la participación de energías renovables como la solar, eólica, bioenergía, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía para garantizar la confiabilidad del sistema. Asimismo, se deberá impulsar el desarrollo de la producción y utilización de hidrógeno verde como vector energético clave en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte pesado y la industria. La eficiencia energética jugará un papel crucial, por lo que se deberán implementar medidas en todos los sectores para reducir la demanda de energía y optimizar el uso de los recursos. Finalmente, el desarrollo e implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) serán necesarias para compensar las emisiones residuales de sectores donde la descarbonización total es más compleja. Sin embargo, esta transición presenta retos importantes, como los costos de inversión en nuevas tecnologías, la integración de las energías renovables variables a la red eléctrica, el desarrollo tecnológico en

áreas como el hidrógeno verde y la CAC, y la creación de un marco regulatorio que incentive la inversión en tecnologías limpias.

En este nuevo escenario, la energía solar y eólica se convertirán en las protagonistas indiscutibles. Tanto la energía eólica, aprovechada tanto en la costa como mar adentro, como la energía fotovoltaica, a gran escala y en instalaciones distribuidas, serán las principales fuentes de generación eléctrica. La energía hidráulica, con la que ya cuenta el país, seguirá desempeñando un papel importante, complementando la generación a partir de fuentes renovables.

Este cambio no estará exento de desafíos. La intermitencia inherente a la energía solar y eólica, es decir, su variabilidad en función de las condiciones climáticas, requerirá de una capacidad de almacenamiento de energía considerable. Esto asegurará el suministro constante de electricidad, incluso cuando la generación a partir de fuentes renovables fluctúe.

La transformación del sector energético también implica la modernización de los procesos de distribución y transmisión de energía. Se requerirá ampliar y adaptar las redes existentes para integrar las nuevas fuentes de generación y responder a las necesidades específicas de cada sector: residencial, industrial y de movilidad.

Innovación para un futuro energético flexible

Para gestionar la intermitencia de las renovables y optimizar el uso de la energía, se impulsará el desarrollo de tecnologías de almacenamiento innovadoras:

- **Metanolación:** Este proceso permitirá convertir el excedente de energía renovable en metanol, un producto químico versátil con alto valor en la industria.
- **Almacenamiento de altas temperaturas:** Esta tecnología permitirá almacenar energía en forma de calor para su posterior uso en procesos industriales, mediante sistemas eficientes de transferencia de calor.

En línea con el almacenamiento requerido para el escenario del 2035, en el año 2050 se necesitará una capacidad instalada de almacenamiento equivalente al 11,7% de la capacidad instalada, lo que implicaría una inversión del 0,62% al 0,8% del PIB anual, según el escenario propuesto por Transforma (preliminar), que exige 10 GW de capacidad instalada en baterías lo cual demuestra la necesidad de una planificación a largo plazo y un compromiso continuo con la inversión en tecnologías de almacenamiento.

Movilidad sostenible, un componente clave:

La transformación del sector energético también incluirá la transformación de la movilidad. Se promoverá la electromovilidad, impulsando el uso de vehículos eléctricos. Además, para aquellos sectores donde la electrificación no sea viable a corto plazo, se plantea el uso de biogás como combustible alternativo. Este biogás se obtendrá a partir de la biomasa, un recurso abundante en Colombia, mediante procesos químicos y biológicos.

En conclusión, el modelo proyecta un futuro energético para Colombia donde la sostenibilidad, la innovación tecnológica y la diversificación de fuentes convergen para crear un sistema más limpio, eficiente y resiliente. Este cambio profundo no solo contribuirá a la lucha contra el cambio climático, sino que también impulsará el desarrollo económico y social del país.

5. Conclusiones

Colombia se encamina hacia una profunda transformación de su sistema energético, buscando la sostenibilidad, la eficiencia y la resiliencia. Este cambio se materializará en dos horizontes temporales clave: 2035 y 2050.

Visión 2050: Para el año 2050, se prevé un sistema energético donde los combustibles fósiles habrán cedido terreno a las energías renovables. La energía solar, tanto fotovoltaica a gran escala como distribuida, y la eólica, en costa y mar adentro, serán protagonistas. La energía hidráulica mantendrá su relevancia, complementando esta matriz limpia y diversa.

Visión 2035: En el camino hacia 2050, el año 2035 marca un hito de diversificación. La energía solar fotovoltaica se consolida como fuente principal, junto con la biomasa, el gas natural y la energía hidroeléctrica. Se integran también fuentes alternativas como la eólica y el aprovechamiento de residuos, impulsando la transición hacia un modelo más sostenible.

Desafíos y Soluciones: Esta transformación presenta desafíos que requieren soluciones innovadoras. La intermitencia de la generación solar y eólica exige sistemas de almacenamiento robustos. Para 2050, se exploran tecnologías como la metanolación y el almacenamiento de altas temperaturas, mientras que para 2035, se prioriza el almacenamiento de energía, la producción de hidrógeno y el almacenamiento de gas natural. Asimismo, es crucial ampliar y adaptar las redes de

distribución y transmisión para integrar las nuevas fuentes y atender las demandas de cada sector. En 2035, las redes inteligentes serán esenciales para una distribución eficiente, especialmente hacia el transporte público, el transporte de mercancías, la refrigeración y la calefacción urbana.

Movilidad Sostenible: La movilidad también se transforma: se impulsará el uso de vehículos eléctricos y, en sectores donde la electrificación no sea viable a corto plazo, el biogás, obtenido a partir de la biomasa, se presenta como alternativa. Se reconoce que la electrificación total del transporte tomará tiempo, por lo que el biogás será clave en el mediano plazo.

Beneficios de la Transformación: Esta transformación energética traerá consigo múltiples beneficios: reducción de emisiones y combate al cambio climático, impulso al desarrollo de nuevas tecnologías, mayor seguridad energética y menor dependencia de combustibles fósiles, optimización del uso de la energía, un sistema energético más robusto y adaptable, y creación de empleos y nuevas oportunidades.

Justicia en el proceso de transición: Si bien el modelo utilizado no incorpora explícitamente un componente de justicia en la transición energética, los resultados muestran que la nueva matriz hacia la que se está avanzando tiene el potencial de ser resiliente, con una reducción significativa de emisiones y una estructura tecnológica que prioriza la complementariedad entre fuentes renovables y el desarrollo de capacidades de almacenamiento. Esto garantiza un suministro energético estable y confiable, incluso frente a la intermitencia de tecnologías como la solar y la eólica. Además, el enfoque en la optimización de costos, tanto de inversión como de operación, asegura que la transición sea económicamente eficiente, minimizando la transferencia de costos a los consumidores finales y promoviendo un acceso más equitativo a la energía limpia. Este diseño no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino que también refuerza la sostenibilidad económica y social del sistema energético.

Tabla 2. Comparación de escenarios y evolución de la participación de las energías renovables

2030	2035	2050
Total capacidad instalada: 21,4 GW Energía Hidráulica: 15,1 GW Bioenergía: 1 GW	Total capacidad instalada: 29,9 GW Energía Hidráulica: 15,1 GW Bioenergía: 1 GW	Total capacidad instalada: 88,2 GW Energía Hidráulica: 15,1 GW

Energía Solar - Gran Escala: 3 GW Energía Solar - Distribuida: 0,1 GW Energía Solar - Térmica: 0,2 GW Energía Eólica: 2 GW	Energía Solar - Gran Escala: 5 GW Energía Solar - Distribuida: 2,5 GW Energía Solar - Térmica: 1,3 GW Energía Eólica: 3 GW Energía Eólica - Costa Afuera: 2 GW	Bioenergía: 1 GW Energía Solar - Gran Escala: 29,9GW Energía Solar - Distribuida: 14,9 GW Energía Solar - Térmica: 3 GW Energía Eólica: 7 GW Energía Eólica - Costa Afuera: 17,3 GW
---	--	--

6. Referencias

MME, UPME, DEA, & Emergente. (2025, Enero). *Catálogo tecnológico colombiano para tecnologías de generación y almacenamiento de energía.*

https://www.minenergia.gov.co/documents/13090/Catalogo_Tecnologico_Socializacion_cleantech_Final_ES.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). *Misión Transmisión.* La apuesta por un servicio eléctrico con mayor confiabilidad.

https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Articulo_01_UPME_Mision_transmision_justificado.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024, Marzo). *Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052.*

<https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025, Enero). *Balance Energético Colombiano (BECO).* <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>