



COLOMBIA  
POTENCIA DE LA  
**VIDA**



**Energía**



# ESCENARIOS NACIONALES Transición Energética Justa

Rutas que nos preparan para el futuro



# Escenarios nacionales Transición Energética Justa

Presidente de la República

**Gustavo Petro Urrego**

Vicepresidenta de la República

**Francia Márquez Mina**

## MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministra de Minas y Energía

**Irene Vélez Torres**

Viceministro de Energía (E)

**Cristian Andrés Díaz Durán**

Viceministra de Minas

**Kelly Johana Rocha Gómez**

Dirección de Energía Eléctrica

**Cristian Andrés Díaz Durán**

Dirección de Hidrocarburos

**Felipe González Penagos**

Dirección de Minería Empresarial

**Pablo Yesid Fajardo Benítez**

Dirección de Formalización Minera

**Helcias Jose Ayala Mosquera**

Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

**Luz Dary Carmona Moreno**

Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

**Ángela María Sarmiento Forero**

Oficina de Planeación y Gestión Internacional

**Miguel Ángel Cardozo Tovar**

Oficina de Asesoría Jurídica

**Tomás Restrepo Rodríguez**

Secretaría General

**Nelson Javier Vásquez Torres**

### Equipo Transición Energética Justa

Líder equipo TEJ

**Johanna Stella Castellanos Arias**

Modelado de escenarios

**Jessica Arias Gaviria**

**Simón García Orrego**

**Ana María Orozco Idrobo**

**John Alexander Sánchez Cardozo**

**Juan Camilo Zapata Mina**

Revisión y asesoría técnica

**Felipe Alberto Corral Montoya**

**Luisa María Fernández Ospina**

**Paula Andrea Hernández Cárdenas**

### Entidades del Sector Minero Energético

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

**Clara Liliana Guatame Aponte**

Agencia Nacional de Minería (ANM)

**Luis Álvaro Pardo Becerra**

Unidad de Planeación Minero- energética (UPME)

**Carlos Adrián Correa**

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE)

**Javier Eduardo Campillo Jiménez**

Servicio Geológico Colombiano (SGC)

**Julio Fierro Morales**

Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)

**Juan Camilo Vallejo Lorza**

### Gestión Editorial

Diseño y diagramación

**Olga Lucía Rojas Solorzano**

Corrección de estilo

**Yecid Giovanni Muñoz Santamaria**

Fotografía

**Iván Felipe Orozco Ardila**

# CONTENIDO

Introducción .....	6
<b>1</b> Referentes de ejercicios de planeación energética .....	11
<b>2</b> Metodología para la formulación de escenarios para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa .....	16
<b>3</b> Transición energética justa en la demanda de energía .....	23
3.1 Transporte .....	27
3.1.1 Supuestos para el sector transporte .....	28
3.1.2 Resultados para el sector transporte .....	39
3.2 Industria .....	44
3.2.1 Supuestos para el sector industrial .....	45
3.2.2 Resultados para el sector industrial .....	52
3.3 Residencial y terciario .....	58
3.3.1 Supuestos para el sector residencial y terciario .....	60
3.3.2 Resultados para el sector residencial y terciario .....	65
<b>4</b> Transición energética justa en la oferta de energía .....	72
4.1 Carbón .....	72
4.1.1 Supuestos para el carbón térmico .....	73
4.1.2 Supuestos para el carbón metalúrgico .....	74
4.1.3 Resultados para el carbón .....	75
4.2 Gas natural .....	79
4.2.1 Supuestos para el gas natural .....	80
4.2.2 Resultados para el gas natural .....	80
4.3 Petróleo y derivados .....	83
4.3.1 Supuestos para el petróleo y derivados .....	84

4.3.2 Resultados para petróleo y derivados.....	85
4.4 Hidrógeno .....	88
4.4.1 Supuestos para el hidrógeno.....	88
4.4.2 Resultados para el hidrógeno .....	92
4.5 Electricidad y FNCER.....	96
4.5.1 Supuestos para el sector Electricidad y FNCER .....	97
4.5.2 Resultados para el sector Electricidad y FNCER.....	107
<b>5 Emisiones de GEI .....</b>	<b>120</b>
<b>6 Recomendaciones para la política pública habilitante e implementación de la TEJ .....</b>	<b>125</b>
<b>7 Conclusiones.....</b>	<b>138</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>141</b>
<b>Anexo A. Comparación de parámetros y supuestos con escenario de transición energética del PEN 2022-2052 .....</b>	<b>152</b>
<b>Anexo B. Documentación del modelo matemático .....</b>	<b>160</b>
B.1 Sector transporte.....	161
B.2 Sectores industria, minería, construcción, refinerías y coquizadoras .....	168
B.3 Sector Residencial .....	172
B.4 Sector terciario .....	177
<b>Anexo C. Integración de Diálogos Nacionales en el modelado de escenarios ....</b>	<b>180</b>
<b>Anexo D. Reuniones y diálogos para la socialización y validación de supuestos .....</b>	<b>189</b>
<b>Anexo E. Material complementario de resultados .....</b>	<b>192</b>

# INTRODUCCIÓN

La Hoja de Ruta de Transición Energética Justa orienta la transformación social, ecológica, económica y tecnológica que implica el tránsito de sistemas energéticos basados predominantemente en combustibles fósiles hacia aquellos con un mayor protagonismo de las energías renovables, a la vez que se transita hacia una economía reindustrializada y cada vez menos dependiente económica y fiscalmente de las exportaciones de combustibles fósiles. Un componente central de esta Hoja de Ruta consiste en la construcción de caminos prospectivos que incorporen las distintas apuestas de Transición Energética Justa que ha planteado el Gobierno Nacional. Se trata, pues, utilizar la metodología conocida en el sector minero-energético como “ejercicios de escenarios” (Gallopín, 2004), con la cual se busca explorar el potencial de posibles futuros, acotarlos y contrastarlos para tomar decisiones.

Los ejercicios de escenarios son una herramienta para explorar posibilidades de cómo puede cambiar el mundo hacia el futuro, dependiendo de distintos conjuntos de supuestos. Para construir escenarios, se toman insumos de los diferentes ejercicios previos, comparan las trayectorias tendenciales, aquellas con la inercia y dinámicas actuales del sistema energético, entre otras. En tanto los ejercicios de escenarios constituyen una herramienta para ampliar los horizontes del debate sobre política minero-energética, está más allá del alcance del presente documento analizar exhaustivamente los impactos detallados a nivel social, ecológico o económico de uno u otro escenario – que serán analizados en los siguientes documentos de la Hoja de Ruta de la TEJ (Ministerio de Minas y Energía, 2023b). Como se verá, aquí se miran con particular interés las trayectorias de descarbonización que se han identificado en estudios previos y se formula un escenario de Transición Energética Justa para el

país con la necesidad de apoyar la formación de políticas públicas, permitiendo anticipar sus posibles impactos y adelantarse a acciones en de Minas y Energía, 2023a).

Este documento presenta escenarios del desarrollo futuro de los distintos sectores económicos, haciendo supuestos sobre los mecanismos y las velocidades de implementación de diversas políticas públicas que buscan la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), reducción del consumo de combustibles fósiles, reindustrialización, el uso de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y mejoras en la eficiencia energética. A diferencia del Plan Energético Nacional (PEN), que se enfoca en “identificar las alternativas tecnológicas en producción y consumo de energía evaluando su impacto futuro en abastecimiento, competitividad y

Los diferentes insumos y las apuestas de políticas de este gobierno se convierten en escenarios energéticos a través de un modelo de simulación que estima año a año la demanda nacional de todas las formas de energía, y la compara con los recursos energéticos disponibles. El modelo de simulación parte del sistema energético existente, por lo que conserva su comportamiento histórico. De esta

torno a la reindustrialización, eficiencia energética, justicia social y ambiental, y procesos de superación gradual del extractivismo<sup>1</sup> (Ministerio sostenibilidad” (UPME, 2023a p. 9), el presente ejercicio apunta a proponer trayectorias de desarrollo que luego puedan ser analizadas y evaluadas en detalle, de manera que se puedan implementar las apuestas más viables en el corto y mediano plazo.

Además, los escenarios que se presentan en este documento toman en cuenta la transición energética global y el cambio esperado en los mercados internacionales del carbón y petróleo, buscando adelantar decisiones de manera proactiva y preventiva para preparar el desescalamiento del extractivismo de los combustibles fósiles, generando nuevas áreas de actividad económica, autosuficiencia energética y creación de empleo.

---

<sup>1</sup> “El extractivismo se define como un modelo económico basado en la extracción de materias primas en gran volumen y con alta intensidad, destinadas en más del 50 % a la exportación, sin procesar o con un mínimo procesamiento. Dado el

volumen de materias primas característico de este fenómeno, se genera además gran impacto negativo debido a la modificación ambiental de la zona donde se extrae el recurso”. (Ministerio de Minas y Energía, 2023a).

manera, la simulación está pensada para implementar políticas a lo largo del horizonte de tiempo considerado y evaluar sus resultados e impactos, a diferencia de un modelo de optimización, que busca establecer un objetivo matemático y alcanzarlo con base en restricciones al sistema. Para la construcción de supuestos se tienen en cuenta los 3 pilares definidos por la metodología de la Hoja de Ruta para la TEJ (Ministerio de Minas y Energía, 2023b), que se operacionalizan con las apuestas del gobierno de i) reindustrialización; ii) justicia social/ambiental y iii) superación del extractivismo.

Se construyeron cuatro escenarios en la Hoja de Ruta de la TEJ, los cuales tienen un enfoque centrado en el desarrollo e implementación de políticas para la identificación del impacto que estas generan en los diferentes sectores de demanda y oferta de energía. Por otra parte, este ejercicio se complementa y se diferencia de los escenarios presentados en el PEN 2022-2052,

pues éste presenta trayectorias alternativas con base en diferentes adopciones tecnológicas y combinaciones de políticas generales con enfoque en los energéticos. La tabla 1 muestra la descripción resumida de los escenarios de la Hoja de Ruta de la TEJ y el PEN 2022-2052, junto con sus respectivos enfoques.

**Tabla 1 - Comparación de enfoque de escenarios de la hoja de ruta de TEJ y el PEN 2022-2052**

Enfoque escenarios para la Hoja de Ruta de la TEJ	Enfoque de los escenarios del PEN 2022-2052
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enfoque en impacto de políticas.</li> <li>• Tendencial: cambio tecnológico según la velocidad actual del mercado.</li> <li>• Políticas anunciadas (POL): Políticas de transición previas al 2022, implementación según la velocidad del mercado.</li> <li>• Transición Energética Justa (TEJ): Apuestas de este gobierno con enfoque de justicia social y ambiental, reindustrialización y superación del extractivismo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enfoque en tecnologías y energéticos.</li> <li>• Actualización: tendencias actuales, e implementación de la mejor tecnología disponible en Colombia.</li> <li>• Modernización: Uso de las mejores tecnologías disponibles en el mundo, y mayor uso de gas natural.</li> <li>• Inflexión: Apuesta a la electrificación de la economía.</li> <li>• Innovación: Reúne iniciativas con menor grado de desarrollo tecnológico, apuntando a la innovación.</li> </ul>

- COP 26: Trayectoria para alcanzar la carbono-neutralidad en 2050 según el compromiso adquirido en la COP26.

- Transición energética: Escenario compatible con la descarbonización y alineado con las políticas de Transición Energética Justa.

Fuente: elaboración propia.

La apuesta de este Gobierno se centra en el escenario TEJ, pues es en donde se incluyen todas las apuestas de política pública, y las apuestas que se plantean desde la perspectiva de una transición justa social y ambiental. Cabe resaltar que los escenarios Tendencia, POL y TEJ de la Hoja de Ruta de la TEJ tiene un principio aditivo, lo que significa que, partiendo desde el escenario Tendencial, cada subsecuente escenario toma las políticas del escenario anterior y considera políticas adicionales. En cambio, el escenario COP 26 busca mostrar una opción radical para cumplir con los compromisos establecidos en la COP 26 sin un enfoque de justicia.

Este documento consta de siete capítulos. En el capítulo 1 se presentan los principales antecedentes de escenarios para la transición energética en Colombia. El capítulo 2 resume la metodología del estudio y la inclusión de los diálogos sociales para la hoja de ruta dentro de la modelación de los escenarios. Los capítulos 3 y 4 presentan los escenarios en los sectores de demanda final de energía y en la oferta de diferentes energéticos. El capítulo 5 analiza los impactos de los escenarios en las emisiones de gases efecto invernadero. Los capítulos 6 y 7 presentan las recomendaciones para hoja de ruta de Transición Energética Justa y las conclusiones.

**1**

**REFERENTES DE EJERCICIOS  
DE PLANEACIÓN ESTRATÉGICA**



## 1 Referentes de ejercicios de planeación energética

Colombia cuenta con más de cuarenta años de experiencia en la formulación y modelación matemática de escenarios energéticos, tanto desde la academia, como en los sectores privado y público. Estos ejercicios le han permitido al gobierno tomar decisiones informadas sobre la planeación del sector y anticiparnos a los diferentes retos que han surgido con la evolución de los mercados energéticos, la crisis climática y las problemáticas sociales que enfrenta el país. En esta sección se resumen algunos de estos ejercicios y sus principales aportes para la planeación minero-energética de largo plazo.

El primer ejercicio de planeación energética en Colombia se remonta a 1982, publicando el “Estudio nacional de energía”, cuyo horizonte de tiempo era 2000 y que buscó hacer un diagnóstico del sector energético para posteriormente formular políticas de largo plazo (Ministerio de Minas y Energía et al., 1982). Posteriormente, en cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley 143 de 1994, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) publicó el primer Plan Energético Nacional (PEN) (1994-2008), documento crucial debido al momento que atravesaba el sector después de los racionamientos, siendo ampliamente aceptado, adoptado y ejecutado (UPME, 2015). En 2000 se adoptó una metodología diferente denominada escenarios energéticos al publicarse “Los escenarios futuros de energía para Colombia”. Este estudio se centró en formular escenarios energéticos condicionados por el contexto del conflicto armado colombiano de ese momento y el nivel de inserción esperado del país en la globalización. Estos escenarios exploraban el papel del gas, carbón, derivados del petróleo y el agua como fuentes de energía fundamentales, y cómo la adopción o renuncia a alguno de estos recursos dependería del desenlace de los acuerdos de paz en el país (Smith et al., 2000).

Posteriormente, planes se siguieron publicando con cierta frecuencia tanto desde el sector público como desde la academia. Dentro de la más reciente serie de publicaciones, en 2022, se publica el libro *Escenarios energéticos: seis posibilidades para la transición en Colombia*, desarrollado por la Alianza Energética 2030, ejercicio de prospectivas en el que resultan 6 futuros distintos para los que se muestran posibles rutas de transformación (Ortega-Arango et al., 2022). Finalmente, en 2023, el Centro Regional de Estudios de Energía presentó el Estudio

para la Hoja de Ruta de la Transición Energética en Colombia 2050, financiado por ENEL, en el cual se presenta diferentes trayectorias posibles que puede tomar el sector energético para alcanzar la carbono-neutralidad (CREE & ENEL, 2023).

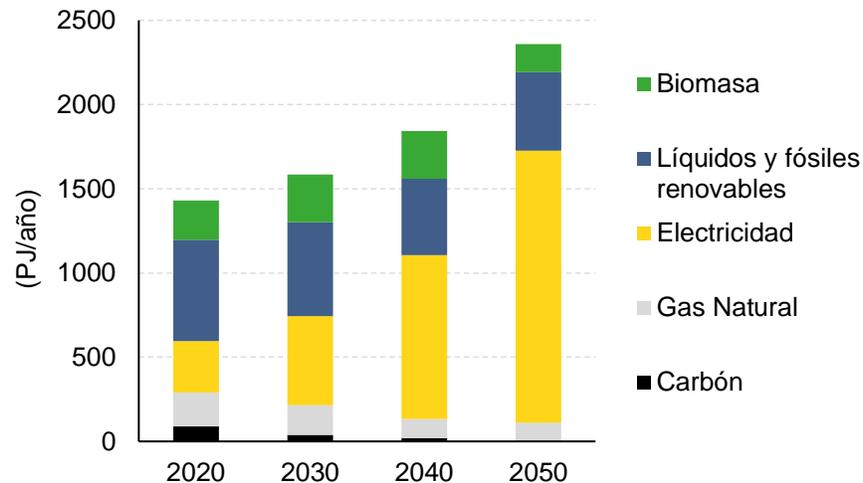
La E2050, liderada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, es un instrumento de política de Estado que busca definir objetivos de desarrollo socioeconómico y metas a largo plazo para cumplir con el Acuerdo de París, construir un desarrollo carbono-neutral y fortalecer la resiliencia climática de Colombia (Gobierno de Colombia, 2021a). Además, la E2050, se define como *“un documento vivo sirviendo de punto de partida para una discusión nacional más amplia, profunda e incluyente que permita, con el pasar de los años y el avance de la información científica y de la gobernanza climática, ser complementada, ajustada y adaptada”*.

La E2050 presenta recomendaciones para todos los sectores responsables de las emisiones de GEI del país, resaltando, de manera general, que a 2050 se deberá reducir en un 90 % las emisiones de GEI con respecto a las emisiones de 2015, y compensar el 10 % restante con absorciones nacionales (Gobierno de Colombia, 2021b).

Particularmente, las recomendaciones para el sector minero energético, que se resumen en la trayectoria de demanda final de energía que se muestra en la Figura 1. Dentro de las recomendaciones se resaltan:

- La salida gradual del carbón dentro de los usos finales en Colombia hacia la década de los cuarenta del presente siglo.
- El rol de la electrificación de la economía y el suministro de electricidad a partir de fuentes renovables como una de las principales estrategias de descarbonización. Se deberá alcanzar una participación de la electricidad entre el 40 % y 70 % del consumo final de energía en 2050.
- La necesidad de modernizar y fortalecer el sector eléctrico para dar soporte a la transición energética con base en FNCER.
- Se deben explotar nuevas estrategias de generación de combustibles alternativos, en especial para aquellos usos de difícil electrificación.
- Se debe habilitar la infraestructura necesaria para garantizar una movilidad sostenible.
- Se requiere una acción temprana para evitar un atrapamiento (*lock-in*) tecnológico en alternativas fósiles, y evitar activos varados en el largo plazo.

- Se deben identificar los sectores que van a disminuir su actividad para asegurar una transición justa de la fuerza laboral.



**Figura 1. Configuración de matriz de consumo final de energía entre 2020 y 2050, camino a la carbono-neutralidad según la E2050**

Fuente: elaboración propia con datos de Gobierno de Colombia (2021b).

El PEN es un documento elaborado por la UPME con el objetivo de ser una herramienta integral para la planificación energética del país. El PEN 2020-2050 y su actualización 2022-2052, es un documento que proporciona una visión prospectiva de los posibles caminos que podrían tomarse para transformar tanto la oferta como la demanda de energía en Colombia. El PEN tiene en cuenta diferentes escenarios de disponibilidad de energéticos, de adopción tecnológica según la dinámica y tendencias actuales de los diferentes sectores de consumo en nuestro país, y las implicaciones de estos escenarios a nivel de autoabastecimiento, emisiones y costos.

Finalmente, los Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático Sectoriales (PIGCCS) son los instrumentos a través de los cuales cada Ministerio identifica, evalúa y orienta la incorporación de medidas de mitigación de gases efecto invernadero y adaptación al cambio climático en las políticas y regulaciones del respectivo sector (Ley 1931, 2018). El PIGCCme es entonces el plan del Ministerio de Minas y Energía, y presenta medidas de adaptación, mitigación y gobernanza climática en los sectores de: Generación de electricidad tanto en el sistema

interconectado nacional (SIN) como en las zonas no interconectadas (ZNI), minería de carbón, petróleo y gas natural, y otros minerales.

El Ministerio de Minas y Energía publicó su primer PIGCCme en 2018, con el objetivo de reducir la vulnerabilidad al cambio climático y la incorporación de estrategias de reducción de GEI en un horizonte de doce años (Resolución 40807, 2018). En 2021, el PIGCCme se actualizó, con el objetivo de alcanzar la carbono-neutralidad del sector minero energético en 2050 (Resolución 40350, 2021).

El PIGCCme cuenta con tres componentes: i) mitigación, ii) adaptación y iii) gobernanza. Para el componente de mitigación, en su más reciente versión el PIGCCme parte de los cuatro escenarios de demanda de electricidad del PEN 2020-2050, y de proyecciones propias para los demás sectores, construidas a partir de discusiones con diferentes actores del sector. A partir de lo anterior, se proponen las estrategias que puede seguir el sector minero energético para abastecer la demanda del país, a la vez que se avanza en la reducción de las emisiones de la oferta de energía y del sector minero por medio de: i) diversificación de fuentes de energía eléctrica, ii) gestión activa de la demanda, iii) eficiencia energética, iv) manejo de emisiones fugitivas y v) sustitución de energéticos y nuevas tecnologías (incluyendo CCUS). Finalmente, el PIGCCme propone la compensación y mercados de emisiones como alternativa a las emisiones que no se pueden reducir ni capturar.

Ante los cambios esperados en la demanda de energía, la actualización del PEN 2022-2050, y las diferentes políticas que se requieren para la TEJ, el PIGCCme constituye un camino recorrido en el sector minero energético, sobre el que deberá construirse en adelante. En el presente estudio, se analizan las medidas que se presentan en el PIGCCme 2050. Sin embargo, al considerar escenarios de demanda de energía diferentes, no es posible comparar los resultados directamente.



2

## **METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE ESCENARIOS**

para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa

## 2 Metodología para la formulación de escenarios para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa

Los escenarios buscan representar las diferentes apuestas hacia la reindustrialización, la justicia social y ambiental y la superación gradual del extractivismo, así como presentar recomendaciones para la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa.

La caracterización, modelado y simulación de los escenarios ha contemplado las dinámicas de cada sector económico: transporte, industria, residencial y terciario, con sus implicaciones socioeconómicas, variables y parámetros característicos, tendencias y macrotendencia del mercado, análisis histórico de datos y la perspectiva social recopilada en los Diálogos Nacionales para la Transición Energética Justa, mesas de trabajo y reuniones con actores estratégicos de cada sector. Se considera un horizonte de tiempo entre 2020 y 2050, con una resolución temporal anual, y se comparan los diferentes escenarios que se describen en la Tabla 2. Los detalles sobre las diferencias paramétricas con el escenario de transición energética del PEN se presentan en el Anexo A.

**Tabla 2. Escenarios que se comparan en el presente estudio**

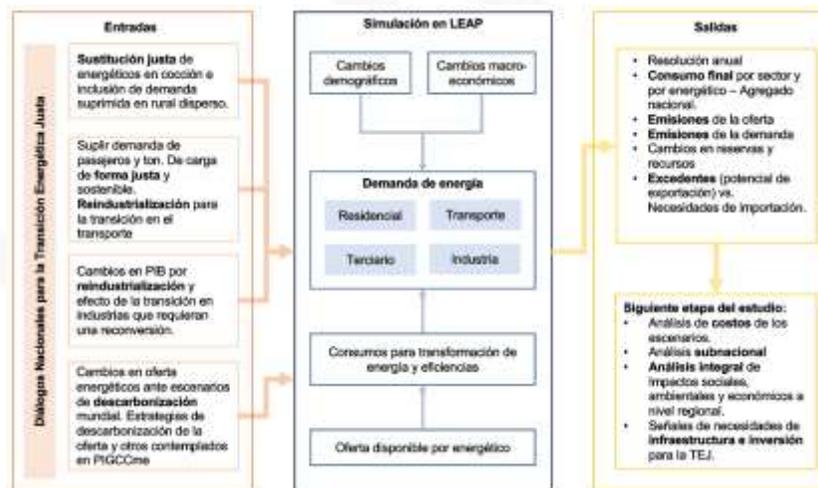
	<b>Tendencial</b>	<b>Políticas anunciadas hasta 2022</b>	<b>Transición Energética Justa</b>	<b>Compromisos COP 26</b>	<b>Transición Energética PEN 2022-2052</b>
General	<p><b>Pob:</b> DANE <b>PIB:</b> 3% anual</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Este escenario no es equivalente al escenario base de la NDC 2020 (Gobierno de Colombia, 2020b), pues tiene supuestos y puntos de partida distintos.</li> </ul>	<p><b>Pob:</b> DANE <b>PIB:</b> 3% anual</p> <p>Se diferencia del escenario "Actualización" del PEN 2022-2052, pues el PEN considera las políticas declaradas en su totalidad, si no que considera las velocidades de cambio y de implementación de políticas reales observadas en los diferentes sectores.</p>	<p><b>Pob:</b> DANE <b>PIB:</b> 4% anual</p> <p>Representa la apuesta del actual Gobierno por una Transición Energética Justa tanto en la demanda como en la oferta de energía. El escenario se desarrollada por etapas y de acuerdo con las necesidades de cada sector incluyendo elementos identificados en los diálogos nacionales.</p> <p>Para las tasas de crecimiento económico, se partió de las proyectadas por el PEN 2020-2050 para los escenarios de "Inflexión" y "Disrupción" del 3,5 % anual (UPME, 2021, p. 49). Debido al mayor grado de ambición de los escenarios TEJ y COP26</p>	<p><b>Pob:</b> DANE <b>PIB:</b> 4% anual</p> <p>Escenario teórico y de referencia, como punto de comparación con los compromisos que adquirió Colombia ante la COP26 para alcanzar la carbono-neutralidad a 2050.</p>	<p><b>Pob:</b> DANE <b>PIB:</b> 3,8%</p> <p>Este escenario es la propuesta de transición energética del PEN enfocado en la implementación de tecnologías y cambios de energéticos como apuesta de país,</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se mantiene la tendencia actual en consumo de energía por sector.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ley electromovilidad público</li> <li>Electrificación privados a velocidad máxima que permite el mercado (cumplimiento parcial meta 600k vehículos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electromovilidad (terrestre, férreo y fluvial), reconversión y renovación de flota a eléctricos.</li> <li>Movilidad sostenible, cambio modal (comportamental), multimodal, transporte no motorizado y sistemas públicos (terrestre, férreo, fluvial).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A partir de 2035, ventas 100% bajas o cero emisiones.</li> <li>Renovación de flota actual.</li> <li>Desintegración de flota fósil y</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electrificación de la flota de transporte carretero</li> <li>Reducción en el consumo de gasolina</li> <li>Cambio modal</li> </ul>

	Tendencial	Políticas anunciadas hasta 2022	Transición Energética Justa	Compromisos COP 26	Transición Energética PEN 2022-2052
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Transporte férreo - en construcción.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Biocombustibles Bioetanol, Biodiesel (max 20%) y SAF</li> <li>Vehículos de cero y bajas emisiones H<sub>2</sub></li> <li>Red nacional ferroviaria</li> <li>Transporte intercontinental marítimo (amoniacio y metanol)</li> </ul>	reconversión de *casi todo el parque remanente.	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se mantiene la tendencia actual en consumo de energía por sector.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PAI-PROURE (alcanzar meta requeriría velocidades de cambio poco realistas)</li> <li>Hoja de ruta de H<sub>2</sub> (insumos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sustitución progresiva de fósiles</li> <li>Electrificación media y baja temperatura.</li> <li>Bioenergía (Biogas y biomasa), en industrias con potencial de producción (alimentos bebidas y tabaco)</li> <li>Reindustrialización y renovación laboral y productiva</li> <li>Uso directo de H<sub>2</sub> y blending al 5%</li> <li>Consideración de riesgos de la transición energética global sobre la actividad nacional del sector minero energético.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electrificación baja, media y alta temperatura.</li> <li>(Incluye producción de acero secundario)</li> <li>Sustitución de combustibles de combustibles fósiles a 2050</li> <li>Masificación de uso de H<sub>2</sub></li> <li>No se incluyen exportaciones de H<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sustitución de carbón mineral y líquidos fósiles a 2030.</li> <li>Incentivo del bagazo a 2050.</li> <li>Reducción de leña</li> <li>Incremento en la adopción de electricidad</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se mantiene la tendencia actual en consumo de energía por sector.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plan nacional de Sustitución de Leña actual.</li> <li>PROURE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Transformaciones de la demanda de energía con enfoque de transición justa en sector residencial, comercial y público</li> <li>Aumentar cobertura y calidad ZNI</li> <li>Cocción solar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No se expande más red gas natural.</li> <li>100% eléctrico a 2050.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del GLP hasta 0% de utilización en 2035</li> <li>Reducción progresiva del gas natural</li> <li>Incrementos progresivos en el uso de la electricidad.</li> </ul>

	Tendencial	Políticas anunciadas hasta 2022	Transición Energética Justa	Compromisos COP 26	Transición Energética PEN 2022-2052
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gas natural y GLP para transición rural</li> <li>• Electrificación urbana y rural</li> </ul>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la tendencia actual instalación de plantas de generación eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Políticas previas a Junio de 2022.</li> <li>• Se mantiene la tendencia actual instalación de plantas de generación eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No nuevos contratos</li> <li>• No nuevas concesiones de minería a cielo abierto</li> <li>• Mayor ambición costa afuera off-shore</li> <li>• Costa afuera en gas</li> <li>• Biogas y bioenergía.</li> <li>• Exportación de H2 verde.</li> <li>• Comunidades energéticas y generación distribuida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alineado con cumplimiento de compromiso adquirido en 2020 de alcanzar carbono-neutralidad a 2050.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Oferta de energía eléctrica considerando los potenciales registrados en la literatura.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

Para la modelación matemática se empleó la herramienta de simulación *Low Emissions Analysis Platform (LEAP)*, software que ha sido creado por el Stockholm Environment Institute y utilizado en la modelación de escenarios bajos en carbono desarrollados por organizaciones en más de 190 países (Handayani et al., 2022). La metodología se muestra en la Figura 2. Inicialmente, el modelo considera cambios demográficos y macroeconómicos, entre otros, que permiten proyectar las necesidades de energía, luego, a partir de los diferentes escenarios de adopción de tecnologías, se estima la demanda final de cada sector por tipo de uso y de energético. Por otro lado, el modelo estima la oferta de energía disponible para consumo final a partir de los escenarios de potencial disponible en el país y de producción bruta de cada energético. Luego, considera los consumos de energéticos primarios necesarios para producir energéticos secundarios como electricidad y derivados del petróleo, y las pérdidas energéticas en los procesos de transporte hasta el consumo final. Así, al evaluar la oferta y demanda final de energía, entrega los resultados de consumo total por sector y por energético. Adicionalmente, después de determinar la demanda de energéticos y sus procesos de producción, cuantifica las emisiones directas de GEI, los cambios en las reservas de recursos y potencial que queda disponible año a año de los diferentes energéticos, y las señales de excedentes o faltantes.



**Figura 2. Metodología para la estimación de escenarios indicativos de demanda y su abastecimiento a partir de diferentes energéticos con la herramienta LEAP**

Fuente: elaboración propia con base en LEAP & SEI (s. f.).

LEAP permite la simulación del consumo energético y de emisiones de GEI mediante una metodología híbrida, incorporando las aproximaciones de tipo *bottom-up* permitiendo calcular el consumo de energía a través de la agregación de partes (ejemplo: calcular el consumo del sector residencial sumando el consumo de cada hogar) y *top-down* permitiendo crear correlaciones con variables macro para calcular el consumo de energía subsectores (correlaciones de consumo energético entre el PIB y la demanda de energía por industria). Esta herramienta integra la dimensión energética y de emisiones de gases efecto invernadero, permite realizar análisis para diferentes casos, así como evaluar las implicaciones de los escenarios sobre los recursos energéticos, las emisiones GEI y los costos sociales (Nieves et al., 2019). La recopilación de dicha información se integró en el modelo conservando la estructura de datos del modelo base del PEN, con algunos cambios necesarios para los objetivos del presente estudio. Dichos cambios se describen en detalle en el Anexo B. Además, a la simulación se integra una nueva herramienta de optimización para el cálculo de la distribución de las fuentes de generación de energía eléctrica del SIN, mediante la herramienta NEMO del software LEAP. Este modelo de optimización utiliza un sistema de ecuaciones y restricciones para proponer la distribución de la matriz energética de menor costo que garantice el cumplimiento de la demanda de energía eléctrica colombiana.

3

**TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA  
EN LA DEMANDA DE ENERGÍA**



### 3 Transición Energética Justa en la demanda de energía

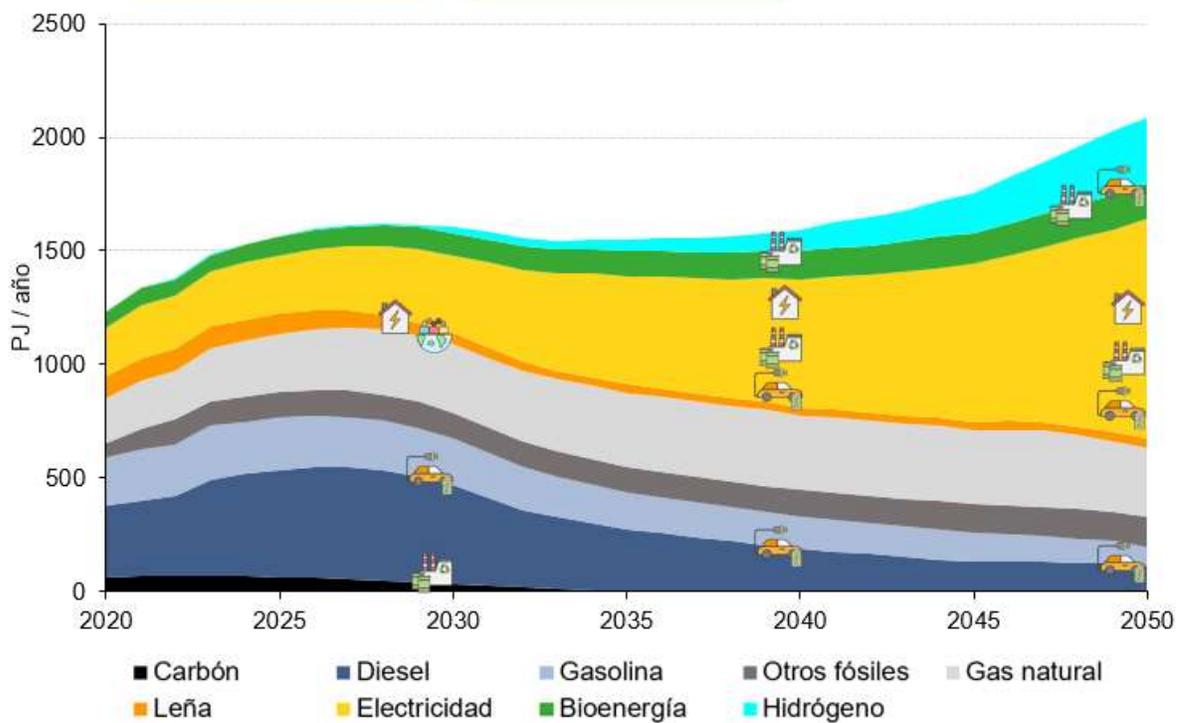
Los escenarios a nivel nacional se modelaron integrando todas las medidas de los escenarios propuestos para los sectores: transporte, industria, residencial, terciario que se presentaron en la sección 2.1 de este documento y que corresponden al 93 % de la demanda final de energía del país. Además, se tuvo en cuenta la demanda de energía de otros sectores como coquizadoras y refinerías, agricultura y pesca y construcción. Cada una de las medidas implementadas en el Escenario de Transición Energética Justa proponen un conjunto de estrategias para lograr una matriz de demanda de energía más limpia en el país, favoreciendo simultáneamente los ejes de la sostenibilidad, seguridad y equidad.

La Figura 3 presenta un resumen no exhaustivo de los hitos de cada sector, agrupando su efecto en los energéticos (los detalles de cada medida se presentarán en las secciones siguientes). El Escenario de Transición Energética Justa propone un aumento de la demanda de energía en Colombia para pasar de un consumo de 1402 PJ en 2021 (UPME, 2022a) a un total 2087 PJ en 2050. Este crecimiento denota la necesidad de un desarrollo nacional que responda más que al crecimiento demográfico a un desarrollo multisectorial.

Para la construcción del escenario se emplearon varios pilares. Algunas de las medidas propuestas se enfocan en el cambio de combustibles hacia energéticos de cero emisiones tales como la electromovilidad y sustitución de leña —medidas que se discutirán en detalle en las secciones posteriores—. Mientras que otras se enfocan en la reindustrialización y la implementación de mejoras tecnológicas que favorecerán transversalmente los ahorros de energía y la disminución de emisiones de GEI. Las implicaciones de su implementación en la matriz se ven representadas en un crecimiento en la demanda de electricidad e hidrógeno verde para Colombia mientras disminuye el consumo de combustibles fósiles.

En términos generales, en la Figura 3 se observa que en el escenario TEJ, durante la presente década los combustibles fósiles presentarían un crecimiento en su demanda, mientras que la electricidad se mantendría constante. Esta década sería entonces un periodo de transición y adaptación en la infraestructura nacional para habilitar el despliegue de tecnologías de cero emisiones tales como la eléctrica e hidrógeno verde en usos que van desde el transporte hasta la cocción de alimentos y el calor indirecto industrial.

2020-2030	2030-2040	2040-2050
Electromovilidad y reconversión	Reindustrialización	Expansión de electrificación a otros modos de transporte
Habilitación de infraestructura para cocción eléctrica	Actualización tecnológica en la industria.	Incremento en consumo y exportación de hidrógeno
Sustitución de carbón por bagazo y otras fuentes de bioenergía	Impulso a transporte férreo y público masivo eléctrico	Aumento en la producción de SAF
Gasificación de procesos industriales	Producción y uso de hidrógeno verde	Multimodalidad en carga y pasajeros
Sustitución de leña	Mayor participación de bioenergía	



**Figura 3. Demanda de energía nacional para los sectores económicos transporte, industria, residencial y terciario en el escenario TEJ.**

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente, en la década de los treinta, el despliegue de electricidad permitiría disminuir el consumo de fósiles, especialmente de los líquidos, una medida que estaría ligada al fomento de la movilidad sostenible y cambio modal, así como al ascenso tecnológico, la reconversión a electromovilidad, el impulso a la implementación de sistemas férreos y fluviales. Por otra parte, la contribución a la demanda de electricidad también respondería a las medidas de adopción de la industria buscando electrificar e incrementar el uso de bioenergéticos en usos tales como el calor directo e indirecto, especialmente en industrias de alto consumo energético. Finalmente, y como uno de los ejes de transición justa, se el escenario incluye un aumento de cobertura en los hogares colombianos, incluyendo sectores históricamente marginados en áreas rurales dispersas.

Como se puede ver en la Figura 4 que compara los consumos finales de energía entre los escenarios para los años 2022, 2030, 2040 y 2050, la participación de los combustibles fósiles en 2050 no disminuiría en ningún año por debajo de 70 % ni en el Escenario Tendencial (79 %) ni el de Políticas Anunciadas (75 %). De esto se concluye que, para lograr una descarbonización que cambie la tendencia actual en el país, sería necesario implementar medidas adicionales, que se describen en detalle en las siguientes secciones. En los escenarios TEJ y Compromisos COP26 disminuirían la proporción de fósiles en la demanda final hasta alcanzar 30 % y 10 % respectivamente. Por otra parte, se observa que el escenario TEJ se alinea con la propuesta del PEN actualizado (UPME, 2023a), donde el rango de participación de los combustibles fósiles para 2050 del escenario de Transición Energética (TE) para sus límites superior e inferior sería de entre 34 % y 24 % (UPME, 2023a).

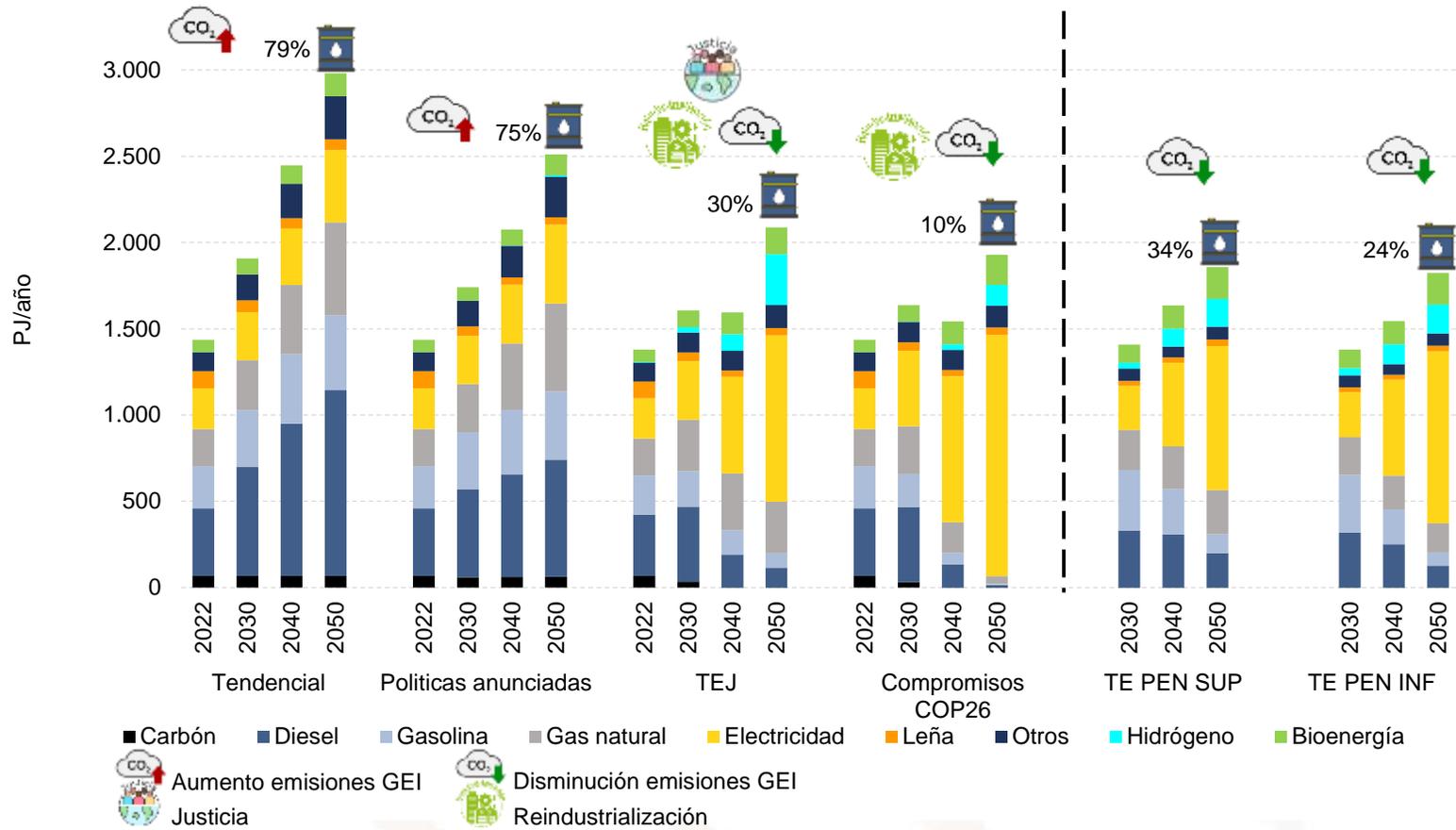


Figura 4. Comparación de consumo general de energía en los diferentes escenarios (la línea punteada separa los escenarios construidos para la Transición Energética Justa y el escenario TE construido por la UPME)

Fuente: elaboración propia

### 3.1 Transporte

El transporte es un sector con un alto potencial de transformación y descarbonización debido a su alto consumo energético, el cual ha estado históricamente dominado por los combustibles fósiles. Sin embargo, conscientes de los desafíos ambientales y la necesidad de reducir las emisiones de GEI, se han llevado a cabo diversas iniciativas y apuestas para diversificar la matriz energética y mejorar el transporte en el país, incorporando alternativas de movilidad sostenible, incluyente, resiliente y energéticamente eficiente. Por lo tanto, en esta sección se plantean un conjunto de estrategias para el sector transporte, considerando las tendencias del mercado nacional e internacional, transformación laboral, electromovilidad, reconversión, cambio modal, movilidad sostenible, entre otros factores.

Durante la construcción de los escenarios se consideraron los Diálogos Nacionales<sup>2</sup> (Minenergía, 2023c) en los cuales se recopilaban percepciones y aspectos relacionadas con el transporte relevantes para la Transición Energética Justa y su política pública; en el Recuadro 1 se mencionan algunos apartes de los Diálogos Nacionales y en el Anexo C se presenta el detalle de cómo se incluyen la modelación de los escenarios.

#### Recuadro 1 – Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el sector transporte

- Se percibe una falta de incentivos tributarios para los transportadores.
- Faltan puntos de carga eléctrica para movilidad en las ciudades y en vías del país.
  - Se percibe que los entes territoriales y las entidades públicas no han planificado la migración de su flota vehicular a transporte eléctrico.
  - No hay mesas de trabajo para generar la regulación para los combustibles de aviación.
- Se proponen comunidades energéticas para biocombustibles.
- Es necesario dar señales de precios para los fósiles que habilite la transición hacia gas vehicular y otros energéticos para transporte.
- Se debe promover la estabilización de mezcla biocombustibles.
- La infraestructura férrea de carbón puede apoyar desarrollo de la región.

<sup>2</sup> Link documento de sistematización de Diálogos Nacionales

### 3.1.1 Supuestos para el sector transporte

Hasta la fecha, la demanda energética del transporte ubica a este sector con la mayor participación en el consumo final energético con un 44 % para 2021 (UPME, 2022a). Este consumo incluye el transporte de pasajeros y de carga para todos sus modos, distribuido así: transporte terrestre carretero, 543.845 TJ (92 % del transporte); transporte aéreo, 38.380 TJ (7 %); transporte fluvial, 876 TJ (0,2 %); marítimo, 5417 TJ (1 %), y transporte férreo, 321 TJ (0,05 %), el cual, según el BECO (UPME, 2022a), reporta la demanda del metro de Medellín únicamente. En relación con los energéticos, el sector transporte representa el 99 % del consumo de gasolina motor a nivel nacional; este porcentaje se ha mantenido desde 2011, que para 2022 se estimó en 146.587 barriles de gasolina diarios (Ministerio de Transporte, s. f.).

El análisis avanzado en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa permite apuntar la descarbonización del sector transporte en los siguientes ejes estratégicos, que contemplan todos los modos de transporte (terrestre carretero, aéreo, férreo, marítimo y fluvial), que se explican en detalle en el documento de descarbonización (Ministerio de Minas y Energía, 2023d).

A continuación, en el Recuadro 2 se describen el conjunto de estrategias del Escenario TEJ que permitirán la descarbonización y reindustrialización del sector transporte de manera gradual y segura, con los componentes de justicia social y ambiente, con un enfoque hacia la movilidad y transporte sostenibles, así como ciudades inteligentes, incluyentes y resilientes.

## Recuadro 2. Ejes estratégicos de la Transición Energética Justa para el sector transporte.

- i. Preparación e impulso de políticas públicas para acelerar la transición en el transporte de pasajeros y carga:
  - Mejora e impulso al transporte público y los sistemas de transporte masivo de pasajeros (aumento de cobertura, tamaño de flotas, accesibilidad y frecuencias del servicio).
  - Electromovilidad, para transporte de servicio particular, público, oficial y diplomático
  - Reconversión de vehículos de combustión interna a eléctrico (*retrofit*).
  - Impulso al despliegue nacional de infraestructura de carga, para carga en casa, electrolinerías, estaciones de servicio mixtas.
  - Desarrollo de infraestructura vial, férrea, marítima, fluvial, portuaria y aeroportuaria.
  - Aumento en la eficiencia energética con programas de conducción eficiente y optimización de la carga.
  - Incentivar los programas de renovación de flotas.
  - Sustitución de energéticos líquidos por energéticos de bajas y cero emisiones en ventas futuras: el gas, como energético de la transición, biocombustibles e hidrógeno.
- ii. Impulso de movilidad sostenible y ciudades inteligentes
  - Cambio modal a transporte público, movilidad activa y no motorizada (bicicletas, caminata).
  - Desarrollo de infraestructura vial, rural y urbana, incluyendo andenes y ciclovías.
  - Desarrollo de infraestructura de estaciones de carga eléctrica e hidrógeno.
  - Desarrollo urbano de ciudades de 15 minutos – *ciudades inteligentes*.
- iii. Reindustrialización:
  - Entrada de la industria de reconversión eléctrica (*retrofit*).
  - Incremento de la oferta de talleres de servicio, mantenimiento y autopartes para vehículos eléctricos, híbridos, etc.
  - Desarrollo empresarial para el combustible de aviación sostenible (SAF, Sustainable Aviation Fuel).
  - Impulso de transporte férreo, para carga y pasajeros.
  - Impulso de hubs logísticos y puertos internacionales.
  - Transporte intercontinental de hidrógeno.
- iv. Multimodalidad e intermodalidad:
  - Redistribución y balanceo de carga entre los modos de transporte carretero-férreo-marítimo-fluvial.
  - Mejoras en la navegabilidad de ríos Amazonas, Cauca, Magdalena, Meta, entre otros.
  - Optimización de corredores de carga.
  - Digitalización del transporte y uso de tecnologías de monitoreo.
  - Introducción de nuevas tecnologías, como el hidrógeno y derivados, así como otras innovaciones.



Actualmente existen estrategias en el marco nacional y territorial para el fomento de la movilidad sostenible con un enfoque hacia la descarbonización de este sector, entre las que se encuentran:

- Objetivos de Desarrollo de las Naciones Unidas para Colombia (ODS 11): “Ciudades y comunidades sostenibles” (Naciones Unidas Colombia, 2023).
- Estrategia Nacional de Movilidad Sostenible (Ministerio de Transporte et al., 2022).
- Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica 2050 (Minambiente: Rodríguez Vargas et al., 2020).
- Plan Maestro Ferroviario (Presidencia de la Republica et al., 2020).
- Estudio de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050. (CREE, 2023).
- Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París (Gobierno de Colombia, 2021a).
- Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2021).
- Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC) (Gobierno de Colombia, 2020a).
- Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052 (UPME, 2023a).
- Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026, Colombia potencia mundial de la vida (Ley 2294 de 2023, 2023).
- Plan Plurianual de Inversiones. PND 2022-2026 (Ley 2294 de 2023, 2023).

La metodología para la construcción del modelo de transporte, caracterización y simulación para la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa ha sido planteada bajo un enfoque desde la *ingeniería de transporte y la movilidad sostenible*. Los diferentes escenarios de descarbonización y los cálculos del consumo energético, emisiones, entre otros indicadores, contemplan un análisis detallado de los modos terrestre carretero, férreo, fluvial, marítimo y aéreo, así como su interacción, operación, modelos económicos e infraestructura. Para este proceso, se realizó una estimación del parque automotor, oferta de transporte público, cambio modal, entre otros parámetros. Posteriormente, esta información se incluyó en el modelo en LEAP para la integración con los demás módulos de demanda y

oferta de energía (ver Anexo B). A continuación, se describen los escenarios evaluados para el sector transporte:

- **Escenario Tendencial:**

Este escenario contempla de manera histórica los cambios y tendencias en los modos de transporte, en su operación (transporte de pasajeros y carga), en su consumo energético y el comportamiento modal de la población frente al uso de alguno de los medios de transporte, en este escenario se contempla un bajo estímulo al cambio modal (3 % - 5 %) y por lo tanto mayor número de viajes en medios de transporte particular (livianos de pasajeros y vehículos de 2 y 3 ruedas). Mediante un análisis de los datos históricos se emplearon los registros de las matrículas de vehículos del parque automotor (Ministerio de Transporte, s. f.), viajes origen-destino, entre otros parámetros, se ha caracterizado un escenario, que asume una demanda creciente del consumo de combustibles líquidos, especialmente diésel y gasolina. En este escenario, como se aprecia en la sección 5, el consumo energético y emisiones GEI del sector transporte terrestre responde a las altas tasas de motorización, sobre todo por usuarios de motocicleta y vehículos particulares dado el bajo incentivo al uso del transporte público y no motorizado. En este escenario se considera una red férrea cuya interconectividad es baja i.e. corredores de carga que operan independiente del origen al destino, lo cual no permite generar una mayoría de viajes multimodales terrestre-férreo-fluvial, significando una mayoría de viajes en modo terrestre mediante camiones, tractocamiones y vehículos livianos de carga para el transporte de última milla. Para el sector de la aviación, se ha contemplado la producción de combustible para la aviación sostenible (SAF), de manera tardía en relación con el Escenario de Transición Energética Justa. En este contexto, la producción de SAF iniciaría en la década de los cuarenta del presente siglo y alcanzaría una mezcla de 10 % para 2050. Por otro lado, en este escenario, la navegación fluvial se electrificará en una tasa menor al 10 %. Este escenario será el referente (línea de base) frente a la implementación de políticas como la electromovilidad, inter y multimodalidad, digitalización, conducción eficiente, entre otros.

- **Escenario Políticas Anunciadas:**

Este escenario se plantea bajo un análisis cuantitativo de las medidas adoptadas en relación con la descarbonización del transporte, como la Ley 1964 de 2019 y

otras políticas públicas. De manera reflexiva se puede inferir que, a mediano y largo plazo, es necesario establecer estrategias de mayor impacto en la descarbonización de la matriz energética del sector transporte, para lograr las metas adoptadas en los NDC a 2030. Puesto que la velocidad del mercado, la volatilidad del dólar en los últimos periodos anuales, la alta dependencia de la industria eléctrica internacional e importaciones de vehículos y autopartes, entre otras implicaciones, hace necesario replantear algunos mecanismos para la implementación efectiva de estrategias de descarbonización y su regulación. Cabe resaltar que, si bien en el escenario se implementan los requerimientos de ventas y expansión de flota de servicio público, no se alcanza la meta de 600.000 vehículos eléctricos establecida en las NDC (Gobierno de Colombia, 2020a) debido a que la velocidad de mercado de vehículos eléctricos en Colombia, en términos de ventas anuales, no satisface el volumen de vehículos mínimos para alcanzar la meta totalmente, por lo que se estima su cumplimiento parcial.

En este escenario, la electrificación del transporte llega a 7 % del parque automotor a 2050, el cambio modal a transporte público se incentiva (5 % - 8 %), un mayor uso de los sistemas públicos masivos y aumento de la eficiencia por conducción eficiente (3 % - 5 %). En general, una mejor gestión de la demanda del transporte de pasajeros y carga, así como la optimización del consumo energético de este sector, bajo programas regulados, incentivados, cofinanciados y monitoreados de manera intersectorial: Mintransporte, Minambiente, Minenergía, y otras autoridades pertinentes.

En este contexto, el Escenario Políticas Anunciadas contempla las medidas adoptadas hasta 2022 y su impacto en el consumo energético nacional bajo un supuesto importante: la consideración de la velocidad del mercado, penetración, adopción y masificación de las diversas tecnologías por parte de la población. Adicionalmente, se han considerado en este análisis la Ley 1964 de 2019 y la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, entre otras.

- **Escenario Transición Energética Justa (TEJ):**

Frente a los escenarios anteriormente descritos, el Escenario de Transición Energética Justa propone un conjunto de estrategias alrededor de cuatro ejes fundamentales (ver sección anterior), no solo orientadas a la descarbonización del transporte, sino a un desarrollo económico productivo, diferente del extractivismo, con un enfoque de justicia socioambiental. En este contexto, la reindustrialización y

modernización tecnológica de los diferentes sistemas y modos de transporte juegan un papel fundamental en la transición, así como la reconversión laboral, impulsando el desarrollo de la infraestructura para el transporte sostenible, extendiendo la cobertura de los servicios tanto pasajeros y carga en zonas urbanas y rurales, democratizando el transporte y el acceso al mismo (accesibilidad). Se ha considerado en este escenario la electrificación de la infraestructura vial urbana e interurbana, para vías primarias, secundarias y terciarias, que permitan abastecer de carga eléctrica mediante cargadores estándar para carga rápida y lenta, es decir un despliegue de electrolineras y de estaciones de carga en casa.

La construcción de los escenarios se ha realizado de manera aditiva partiendo del modelo tendencial, políticas anunciadas y finalmente, un Escenario TEJ que incorpora lo anterior y bajo el componente justo, pretende brindar información y estrategias implementables, viables y plausibles en el corto, mediano y largo plazo como parte de la Transición Energética Justa. En ese sentido, las medidas adoptadas se formulan con más intensidad en su implementación, como electromovilidad, reconversión de vehículos de combustión interna (gasolina y diésel) bajo estas dos medidas se estima que se llegará a un 53 % del parque automotor al 2050. También se contemplan programas de renovación y desintegración de vehículos, cambio modal (10 - 20% a 2050) y multimodalidad terrestre-férreo-fluvial-marítimo que alcanza a 2050 un 40% desplazando la carga de terrestre a otros modos más eficientes —i. e., sistema férreo y hubs logísticos, bajo los supuestos de la operación de la red férrea nacional contemplada en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026— (Ley 2294 de 2023, 2023). Otras estrategias consideradas son el uso de biocombustibles —bioetanol (14 %), biodiésel (20 %) y biodiésel marino (10 %) a 2035— y el impulso del programa de conducción eficiente con mayor cobertura que incluye a mandos medios, conductores y operadores de empresas de transporte con flota de vehículos pesados, especialmente camiones, tractocamiones, buses y masivos principalmente, apoyado de tecnologías de monitoreo y censado de consumo energético y de emisiones.

Finalmente, se han considerado las estrategias nacionales, regionales y políticas públicas para la construcción de las tendencias para décadas futuras, así como medidas en el marco internacional, análisis de los mercados tanto del transporte como de la energía, macro-tendencias mundiales y una caracterización de la población colombiana, con información de encuestas nacionales como del DANE,

Secretarías de Movilidad, autoridades gubernamentales y académicas, percepciones de actores relevantes del sector y la incorporación de los Diálogos Sociales Vinculantes como parte del ejercicio de participación ciudadana (Ministerio de Minas y Energía, 2023d). En relación con el Escenario de Transición Energética (TE) presentado en el (PEN) 2022-2052 se contemplan supuestos de cambio tecnológico en el transporte, mejoras en eficiencia de vehículos, desintegración y reemplazo de vehículos por eléctricos, entre otros (ver Anexo B). El Escenario TEJ propuesto en esta Hoja de Ruta, tiene en cuenta elementos diferenciadores, que presentan un conjunto de estrategias de movilidad, transporte y desarrollo sostenible, así como medidas para mejorar la eficiencia energética, bajo los ejes de: i) preparación del ecosistema y la política pública para la Transición Energética Justa, ii) movilidad sostenible, iii) reindustrialización y iv) multimodalidad, que se describen a continuación para todos los modos de transporte (ver Tabla 3).

**Tabla 3. Principales supuestos e hitos considerados para el sector transporte en el Escenario TEJ**

Modo de transporte	Supuestos e hitos
Transporte terrestre carretero	<p><b>2023-2026:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento en la calidad, cobertura, accesibilidad y frecuencias del transporte público masivo y colectivo urbano.</li> <li>• Aceleración de la electromovilidad: con un impulso global, Colombia podrá aumentar la participación de los vehículos eléctrico en las ventas e implementación de infraestructura de carga. El parque automotor de servicio público será el primero en electrificarse a 2050 con un aproximado de la flota, bajo la reglamentación internacional.</li> <li>• Reconversión de flota del parque automotor (stock): inicio del programa nacional de ascenso tecnológico y modernización del parque automotor mediante la reconversión de vehículos de combustión interna a eléctricos de pasajeros y carga.</li> <li>• Impulso a la movilidad no motorizada: para 2030 se estima que una disminución de los usuarios del vehículo particular y motocicletas, demanda que se desplaza al transporte público y al no motorizado (movilidad activa y uso de bicicletas).</li> <li>• Uso de biocombustibles como energético de la transición (E14 y B20), de este periodo en adelante.</li> <li>• Uso del gas como combustible de la transición: para vehículos de servicio público y particulares que dada su ficha técnica no pueden ser reconvertidos a vehículos eléctricos.</li> <li>• Habilitante: incentivos, regulación y normativa para la reconversión (retrofit) de vehículos de combustión interna a eléctricos.</li> </ul>

- Habilitante: estudios periódicos, recolección sistemática de datos monitoreo de indicadores de movilidad, eficiencia energética y transporte sostenible para todos sus modos.

#### 2026-2030:

- Aumento en la calidad, cobertura, accesibilidad y frecuencias del transporte público masivo y colectivo urbano.
- Hito para sector de motos, 3 ruedas y similares: la industria local existente actualmente se fortalecerá y liderará las ventas de esta clase.
- Habilitador: aceleración de la industria de reconversión, aumento de capacidad de planta y operativa para empresas conformadas y nuevas industrias a lo largo de la cadena de valor de la electromovilidad y retrofit.

#### 2030-2040:

- Aumento en la calidad, cobertura, accesibilidad y frecuencias del transporte público masivo y colectivo urbano.
- Hito para el sector transporte y eléctrico: la apertura de una nueva industria automotriz de vehículos eléctricos en Colombia (entre 2030 y 2040), que hoy ya tiene sus primeros vehículos livianos eléctricos en fase de investigación y prototipado. La(s) nueva(s) plantas de producción de vehículos traerán innovación, desarrollo sostenible y fuentes de empleo al país.
- Uso de biocombustibles y sistemas híbridos en zonas de baja electrificación de la infraestructura vial, y en casos donde la potencia requerida por la geografía montañosa lo requiera.
- Se espera que mejoras en la infraestructura vial, incluyendo andenes, pasos peatonales, ciclorutas, ciclocarriles exclusivos para bici-usuarios y elementos de accesibilidad.
- Uso de biocombustibles en el sector terrestre aumenta para el sector de transporte terrestre, conservando el porcentaje de mezcla E14 y B20.
- Los vehículos de 2 y 3 ruedas a la venta —i. e., motos, tricimotos, similares— serán 100 % eléctricos.

#### 2040-2050:

- Aumento en la calidad, cobertura, accesibilidad y frecuencias del transporte público masivo y colectivo urbano.
- Se espera una participación de los vehículos de hidrógeno en la década de los cuarenta, que depende de la infraestructura de carga (número de hidrogeneras en el país).
- Usos para transporte público en sistemas masivos y para transporte de carga.
- Optimización del transporte multimodal de carga, entre transporte terrestre, férreo y fluvial.

<p>Transporte férreo</p>	<p><b>2023-2026:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transición de trenes de diésel a trenes eléctricos, de acuerdo a la infraestructura de electrificación en los kilómetros de vía férrea operativa.</li> <li>• Activación de la infraestructura férreo no operativa factible para su uso, de acuerdo con el estado de las vías.</li> <li>• Impulso de la regulación y normatividad para la implementación y operación de transporte férreo, “Ley Ferroviaria”.</li> </ul> <p><b>2026-2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Electromovilidad: trenes urbanos y de cercanías serán 100 % eléctricos. Habrá un impulso a la construcción de metro o tranvía, que den respuesta a la demanda de transporte en las ciudades grandes. Se espera un crecimiento demográfico y un desarrollo urbanístico en todo el país.</li> <li>• Aceleración de proyectos férreos a nivel nacional (carga y pasajeros).</li> </ul> <p><b>2030-2040:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hito: puesta en operación de la red férrea del Pacífico y otros proyectos férreos.</li> <li>• Supuesto: para 2040 habrá mayor demanda de carga férrea para productos con destino a los puertos marítimo para exportación, dado un impulso al sector agrícola en años previos.</li> </ul> <p><b>2040-2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimización del transporte multimodal de carga, entre transporte terrestre, férreo y fluvial.</li> <li>• Aprovechamiento de hubs logísticos y corredores de carga internacional para comercio local y exterior.</li> </ul>
<p>Transporte aéreo</p>	<p><b>2023-2026:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparación de la regulación, normatividad y ecosistema económico e industrial para el desarrollo y producción de combustible de aviación sostenible (SAF).</li> <li>• Planeación y generación de capacidades y competencias laborales para el desarrollo de SAF: nuevos empleos, reconversión laboral e impacto socioambiental.</li> </ul> <p><b>2026-2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El SAF comercializado podrá ser mezclado con el jet fuel en Colombia en al menos un aeropuerto internacional.</li> <li>• Habilitador: se requiere de regulación técnica y normativa, así como incentivos para el desarrollo de la industria SAF.</li> <li>• Hito: instalación y operación de planta(s) para la producción local de combustible para la aviación sostenible a partir de biomasa, residuos y energía renovable, entre 2028 y 2030.</li> <li>• SAF alcanza una mezcla de hasta el 5 % en sus primeros años de producción.</li> </ul>

	<p><b>2030-2040:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hito: instalación y operación de segunda planta para la producción local de combustible para la aviación sostenible a partir de biomasa, residuos y energía renovable.</li> <li>• Se espera un crecimiento del 10 % al 15 % de mezcla jet fuel-SAF.</li> <li>• Con la producción local de SAF, se espera el desarrollo de la agroindustria y el campo; la ciencia, tecnología e innovación en biocombustibles sostenibles para la descarbonización del sector aéreo (método Book &amp; Claim), así como la creación de un nuevo mercado y fuentes de empleo.</li> </ul> <p><b>2040-2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se espera un crecimiento superior al 15 % de la mezcla de SAF con jet fuel, mediante el aumento de la producción local y expansión de las capacidades de las plantas o la llegada de un tercer actor en el mercado de SAF.</li> <li>• Aumento de la eficiencia energética: navegación basada en rendimiento.</li> </ul>
<p>Transporte marítimo y fluvial</p>	<p><b>2023-2026:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de vehículos acuáticos con tecnologías eléctrica y fotovoltaica para lanchas, e-ferries y embarcaciones de corta distancia. A 2023 se encuentran en fase algunos proyectos en fase piloto por el Minciencias y el Mintransporte.</li> <li>• Aumento de la eficiencia energética: navegación basada en precisión.</li> <li>• Optimización de carga y pasajeros, impulso a la formalización del transporte fluvial y marítimo en zonas vulnerables o ZNI.</li> </ul> <p><b>2026-2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de los kilómetros navegables de los ríos Magdalena, Cauca, Meta, Amazonas, Putumayo, Caquetá y Guaviare, entre otros.</li> </ul> <p><b>2030-2040:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impulso de hubs de hidrógeno verde.</li> <li>• Desarrollo e introducción de tecnologías derivadas del hidrógeno como el amoníaco y metanol para combustibles del transporte marítimo en el mediano y largo plazo.</li> </ul> <p><b>2040-2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimización del transporte multimodal de carga, entre transporte terrestre, férreo y fluvial.</li> <li>• Balanceo de carga entre transporte terrestre, férreo, fluvial con origen en los puertos marítimos, que permita una optimización entre los hubs logísticos y los corredores por los que transita la carga, orientada a la disminución de kilómetros recorridos por medios carreteros y al aumento de la eficiencia energética mediante el impulso a la electromovilidad y uso de biocombustibles avanzados.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

- **Escenario Compromisos COP26:**

En este escenario se presenta una aproximación disruptiva de la descarbonización del transporte, que aborda la implementación de políticas públicas de forma acelerada y sin contemplar barreras socioeconómicas o técnicas. Además, es importante resaltar que las estrategias contempladas en este escenario no guardan a cabalidad los principios de factibilidad, plausibilidad e implementabilidad, por lo que su aproximación implicaría cambios retroactivos de mayor complejidad. En este escenario toma fuerza la electromovilidad y reconversión para (100 %) el parque automotor de pasajeros y cargas actual, renovación mediante programas intensivos de desintegración de vehículos y flotas. El uso de biocombustibles para la transición se hace relevante durante el proceso de descarbonización de los combustibles fósiles, mediante mezclas de bioetanol (15 %) y biodiesel (20 %) al 2040 (Zapata-Mina et al., 2020; 2023), aumentando el riesgo de un conflicto por el uso de la tierra y la necesidad de importación de combustibles para lograr dicha producción. Además, este escenario contempla la construcción y puesta en operación de una red férrea nacional para pasajeros y carga, asumiendo multimodalidad de alrededor de 30 % para la carga. En general, este escenario muestra desafíos e incompatibilidades técnicas y desde el punto de la justicia social, para llevar a cabo su implementación.

Un componente fundamental de este proceso de modelado consistió en el diálogo e intercambio de información con algunos actores y autoridades del sector transportador, lo que ha habilitó la participación de organizaciones, líderes, industria, autoridades y comunidad en la construcción de esta Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa y sus perspectivas hacia la movilidad del futuro. Cabe resaltar que el Ministerio de Transporte proporcionó datos y conceptos claves del sector para esta propuesta de descarbonización (ver Anexo B).

Para el caso de la movilidad activa y no motorizada, se obtuvo el apoyo de organizaciones enfocadas en la participación ciudadana que a su vez son representantes de algunos colectivos de *biciusuarios* a nivel nacional, como la Corporación Movilizatorio y la iniciativa ciudadana Métele Pedal (co-creada por colectivos y organizaciones ciclistas). Para el sector aéreo se contó con la participación de la Fuerza Aérea Colombiana, la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA) y representantes de la industria de combustibles como Ecopetrol, BioD, BioEnergy, Fedecombustibles, Agencia Danesa de energía, IEA, UPME, así como asociaciones de productores de biomasa, entre otras, lo que

permitió establecer un horizonte de descarbonización realistas para la aviación. Por otro lado, algunas otras organizaciones civiles y no gubernamentales fueron consultadas considerando su enfoque. Fue posible establecer contacto con actores que permitieron el intercambio de perspectivas y especialmente, la comprensión de la ciudadanía en cuanto a las problemáticas y habilitadores para el fomento de un mejor transporte y movilidad en Colombia, incluyendo temas de género, justicia social, seguridad vial, priorización para personas con discapacidad, población vulnerable, accesibilidad e infraestructura, entre otros puntos importantes que han sido tenidos en cuenta en el marco general de esta Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa (ver Anexo D).

### 3.1.2 Resultados para el sector transporte

En 2022, de acuerdo con los estimados del modelo de simulación, el consumo de energía en el sector de transporte fue diésel 51 %, gasolina 35 %, biocombustibles (etanol y biodiésel) 9 %, gas natural 5 %, electricidad 0,3 % y GLP 0,08 %.

La Figura 5 presenta el consumo de energía del sector transporte en un escenario de Transición Energética Justa, considerando las estrategias de descarbonización que se describen en el documento “Potencial FNCER subnacional y estrategia de descarbonización” de esta Hoja de Ruta. Se destaca el papel fundamental de la *electromovilidad* y *multimodalidad terrestre-férreo-fluvial-marítimo* en la descarbonización, y por lo tanto la disminución de consumo de combustibles líquidos, principalmente gasolina y diésel, así como las emisiones GEI derivadas del uso de estos energéticos en la matriz energética del transporte.

Entre 2023 y 2030 se iniciaría la política de reconversión de vehículos de combustión interna a electrificación y las medidas para incentivar el cambio modal a servicios de transporte público y no motorizado. La reindustrialización permitiría un impulso a proyectos de infraestructura vial, férrea, portuaria, aeroportuaria y de carga eléctrica. Al mismo tiempo, la construcción y operación de una *red férrea interconectada* tanto de pasajeros como de carga, así como la apertura de un mercado internacional de combustible de aviación sostenible, se podrían convertir en habilitantes de la reindustrialización. Estos años serían cruciales para la preparación de la infraestructura del transporte y del entorno económico, normativo, regulatorio e implementaciones de estas medidas en la Transición Energética Justa en los años próximos.

Como resultado de estas políticas tempranas, el pico de consumo de fósiles se alcanzaría en el periodo 2030-2035. De ese momento en adelante, se observarían cambios en la matriz energética, en los que la energía eléctrica desplazaría a los líquidos hasta su descarbonización en 2050. El gas natural tiene un rol como combustible fósil de la transición, entendiendo que existe un mercado actual favorable para los transportadores y propietarios de flotas de vehículos livianos, en donde la electrificación directa tiene limitaciones como altos costos y poca infraestructura de carga. Sin embargo, su rol sería limitado y eventualmente empezaría a disminuir.

En la década de los treinta continuaría el Programa Nacional de Reconversión de Vehículos de Pasajeros y Carga, enfocado en flotas pesadas de pasajeros (buses, sistemas masivos, microbuses, entre otras categorías). Adicionalmente, en este periodo iniciarían operaciones algunos sistemas ferroviarios, permitiendo balanceo de carga y multimodalidad entre el transporte terrestre, férreo, fluvial y marítimo. Por otro lado, para el sector aeronáutico se prevé en el escenario que Colombia participaría en la producción de combustible de aviación sostenible, incursionando en un mercado internacional, en el cual podría abastecer con mezcla entre 5 % y 15 % de *jet fuel*/SAF a aerolíneas domésticas e internacionales, garantizando menores emisiones en el ciclo de vida para este biocombustible. Finalmente, un impulso a las ciudades inteligentes y un enfoque urbanístico orientado a la disminución de los viajes motorizados podría fomentar la movilidad sostenible, disminuyendo las tasas de congestión y las emisiones, resultando en una mejoría en la calidad del aire y las condiciones del tráfico vehicular.

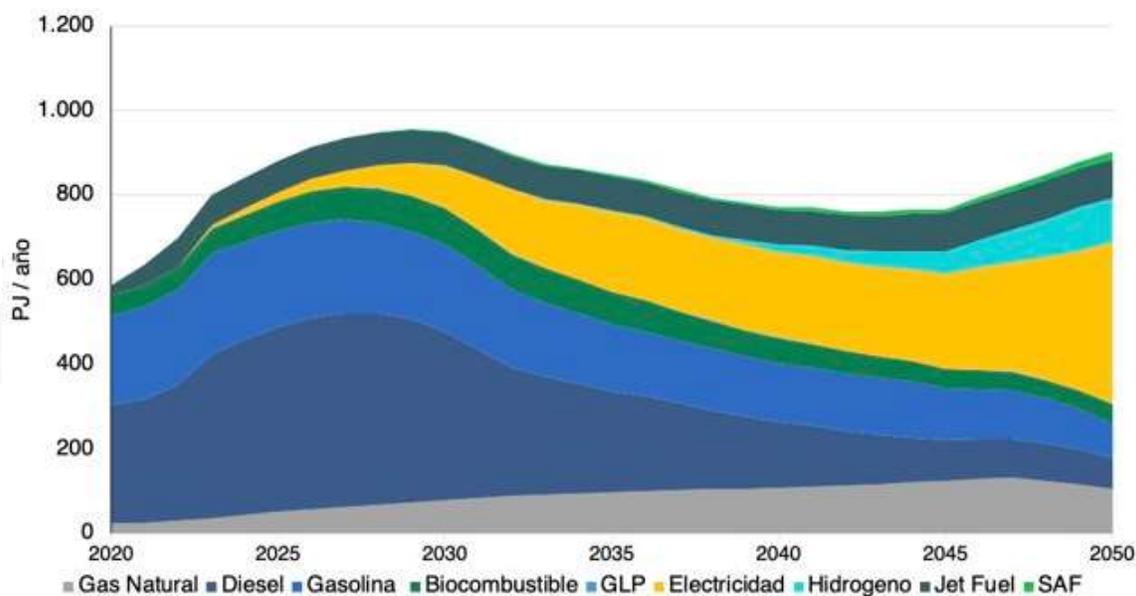
Entre 2040 y 2050 aumentaría la demanda de energía eléctrica debido a la sustitución de vehículos terrestres, acuáticos y ferroviarios. Se considera una participación de biocombustibles en los sectores en los cuales la electrificación no es viable (técnica o económicamente). La entrada de vehículos de hidrógeno tomaría relevancia especialmente en el transporte de carga, inicialmente para vehículos de última milla y distribución de mercancías. Por otro lado, en el escenario se espera que en esta década el mercado internacional de SAF potencialice a Colombia como un *hub* aéreo internacional, suministrando el biocombustible para destinos domésticos e internacionales. De manera similar, dadas las políticas de reindustrialización de años previos, habría un impulso a la agroindustria y al comercio exterior, dando cabida a la redistribución y optimización del transporte de carga (última milla, viajes de larga distancia, corredores principales, *hubs* logísticos,

etc.) que permitiría viajes inter y multimodales terrestre-férreo-fluvial-marítimo, que contribuyen al mejoramiento de la eficiencia energética, menor consumo de combustibles fósiles y reducción de emisiones de efecto invernadero.

El aumento de consumo de energía que se observa entre 2045 y 2050 corresponde a un despliegue de vehículos de servicio de transporte público, masivos y trenes eléctricos. En el escenario, Colombia pasaría de siete ciudades con sistemas masivos a por lo menos doce, de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles-Metas de Transporte). Por otro lado, se contempla un aumento en el transporte marítimo intercontinental y fluvial, tanto en embarcaciones como en capacidades (pasajeros y carga).

Finalmente, en 2050 el Escenario de Transición Energética Justa tendría una matriz energética para el sector transporte que alcanza una participación de 51% de electricidad, 16% de gas natural, 12% de diésel, 10% de hidrógeno, 9% gasolina, 3% biocombustibles, 1,5% SAF y 0,04% GLP.

2020-2030	2030-2040	2040-2050
<b>Electromovilidad,</b> Reconversión ( <i>retrofit</i> ) y renovación de flotas. Infraestructura para e-veh	Aceleración de infraestructura de carga eléctrica en todo el país	<b>Transporte multimodal:</b> terrestre-férreo-fluvial-marítimos para carga y pasajeros
<b>Eficiencia energética:</b> gestión de la demanda del transporte y conducción eficiente.	Políticas e incentivos para la <b>electromovilidad</b> para transporte terrestre, férreo y fluvial.	<b>Electromovilidad</b> de vehículos pesados de carga
Gas y biocombustibles como energéticos de transición.	Entrada de <b>SAF</b> en el mercado (Primera planta en Colombia)	SAF aumenta la producción y % de mezcla con segunda planta
Impulso al <b>cambio modal:</b> transporte público, no motorizado	<b>Movilidad no motorizada</b> toma fuerza cambio modal. Entrada flotas (e-buses/BRT)	Uso de <b>hidrógeno</b> . Uso de amoníaco y metanol para marítimo. Transporte intercontinental de H2



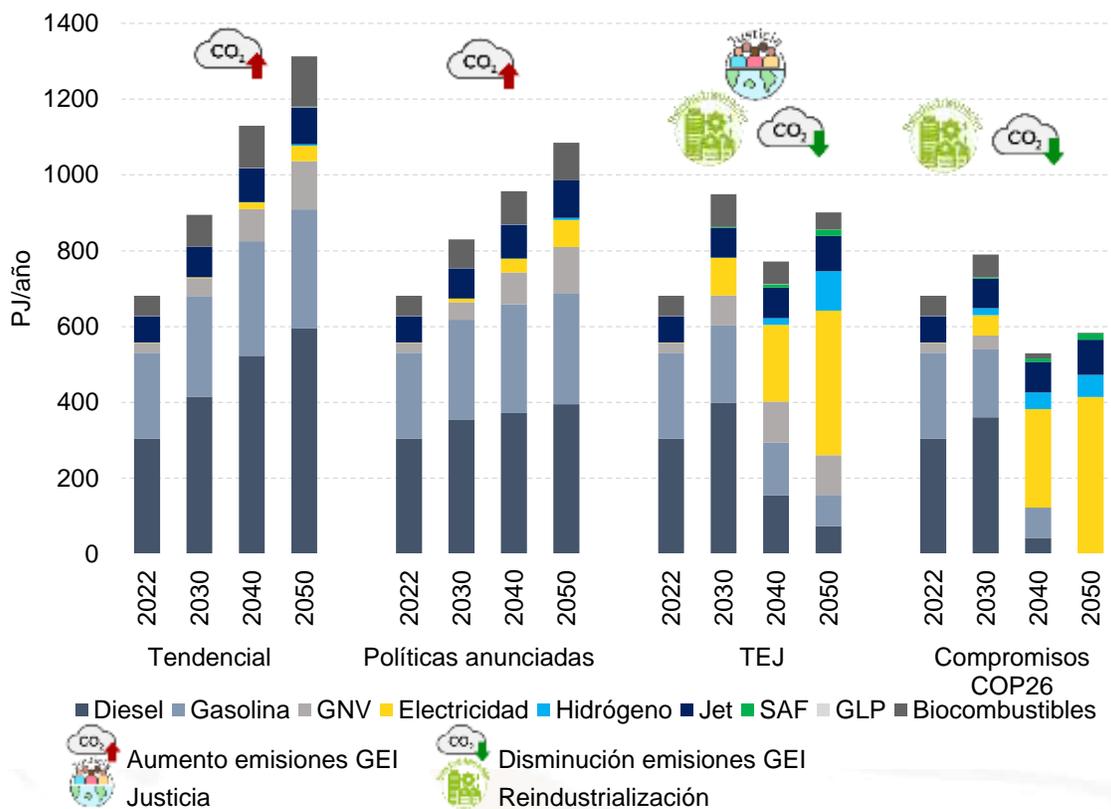
**Figura 5. Consumo final de energía en el sector transporte en el Escenario de Transición Energética Justa**

Fuente: elaboración propia

En un análisis comparativo entre los escenarios propuestos en esta Hoja de Ruta, es posible apreciar el impacto de los esfuerzos para la Transición Energética Justa y las medidas estratégicas para la descarbonización del sector transporte, como se evidencia en la Figura 6. El comportamiento de la demanda energética en el

Escenario Tendencial implicaría un consumo final de 1314 PJ a 2050. Para el mismo año, en el Escenario Políticas Anunciadas se esperaría un consumo menor con respecto al Escenario Tendencial de 1086 PJ. En el caso del Escenario TEJ, dadas las estrategias de descarbonización se llegaría a 2050 a un consumo final de 902 PJ, representando una disminución de 31% frente al Escenario Tendencial y 17% en relación con el Escenario de Políticas Anunciadas.

En el Escenario TEJ, el consumo de combustibles fósiles líquidos se reduciría de 531 PJ en 2022 a 156 PJ del total en 2050, representando una disminución y un ahorro cercano al 71% del consumo de energéticos no renovables. Se denota la sustitución de estos combustibles por electricidad y un aumento en la eficiencia energética. Para el caso del transporte de pasajeros y carga, el impacto del cambio modal a transporte público y no motorizado, así como multimodalidad y optimización de la distribución de carga (férreo-terrestre-fluvial-marítimo) se perciben en un mejor uso de los energéticos y mejoras en el desempeño del transporte en general, en términos de kilómetros recorridos por unidad de energía e intensidad energética. La entrada gradual de vehículos propulsados por hidrógeno entre 2040-2050 lograría una participación de aproximadamente 10% al final de dicho periodo, debido a la actual madurez tecnológica de esta tecnología, los potenciales usos y desafíos se encuentran en este momento aún en fases de desarrollo e innovación. Es importante resaltar, que este conjunto de medidas de mitigación y descarbonización reduciría las emisiones GEI, contribuyendo también a la disminución de importaciones proyectadas de gasolina y diésel.



**Figura 6. Comparación de consumo de energía del sector trasporte en diferentes escenarios**  
Fuente: elaboración propia

### 3.2 Industria

La economía colombiana se apoya en el sector industrial para proveer productos y servicios esenciales para la vida diaria, desde materias primas hasta bienes de consumo. Además de impulsar el comercio nacional e internacional, la industria genera empleo en todo el país. Sin embargo, durante los procesos de transformación de materias primas, se consume una gran cantidad de energía, de la cual el 56 % proviene de fuentes fósiles (UPME, 2021). Este consumo de energía representó aproximadamente 304 PJ para 2021, lo que equivale al 22 % del total de energía final consumida en el país. Por lo tanto, en esta sección se plantean un conjunto de estrategias para el sector industrial del país, teniendo en cuenta tanto las condiciones de mercado nacional e internacional, relacionado con la política

pública de transición energética del país que considera una reindustrialización impulsando la manufactura nacional baja en carbono.

Adicionalmente, en la construcción de los escenarios de la Hoja de Ruta de La Transición Energética Justa se incorporaron los resultados de los Diálogos Nacionales sobre el sector industria para dar respuesta a las propuestas allí expuestas. El resumen de los comentarios se presenta en el Recuadro 3 y la información detallada sobre cómo se abordó en la creación de los escenarios se presenta en el Anexo C.

### Recuadro 3 – Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el sector de industria



- Se resalta que se tienen mercados incipientes del hidrógeno y otros energéticos.
- Se identifican obstáculos para el biogás porque requiere de una fuerte coordinación institucional.
- Bajo conocimiento local y nacional para solucionar problemas que se generan en la implementación la TEJ
- Se requiere una transformación industrial para obtener productos de valor agregado con diferentes minerales
- Se resalta la necesidad de promover la reconversión tecnológica en los procesos industriales.

#### 3.2.1 Supuestos para el sector industrial

En el camino hacia la Transición Energética Justa para el desarrollo de una economía verde, es crucial que se planteen estrategias adaptadas a la dinámica operativa, las tendencias tecnológicas, de mercado y políticas de cada sector industrial. Es importante tener en cuenta que las operaciones industriales similares pueden requerir enfoques diferenciados debido a la disponibilidad de recursos energéticos en cada región. En este sentido, se realizó un análisis detallado de los diversos subsectores del país, utilizando información actualizada sobre el uso de energía, las dinámicas del mercado, la ubicación geográfica y otras variables relevantes (Ministerio de Minas y Energía, 2023d). Este análisis permite proponer y evaluar estrategias que se adapten a las necesidades específicas de cada sector, siempre buscando la equidad y la sostenibilidad a largo plazo.

En el Recuadro 4 las estrategias planteadas se agruparon en ejes estratégicos que permiten identificar las acciones que serán clave para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa de Colombia:

**Recuadro 4. Ejes estratégicos de la Transición Energética Justa para el sector industrial.**

**i. Transición hacia energéticos de bajas y cero emisiones como sustitución de fuentes energéticas tradicionales:**

- Sustitución de carbón por biomasa residual de procesos industriales o de cosecha.
- Sustitución de derivados de petróleo por gas natural en las tecnologías que permitan la implementación en el corto plazo.
- Sustitución parcial de gas natural por hidrógeno verde y biogás a través de mezcla en el mediano y largo plazo, y uso directo en el largo plazo en equipos que lo permitan.

**ii. Desarrollo y promoción de políticas públicas para impulsar la implementación de eficiencia energética:**

- Gestión eficiente de la energía.
- Incremento de la eficiencia actual por mayor disponible del equipo.
- Salida de equipos ineficientes.
- Electrificación de procesos de calor directo e indirecto.
- Impulso del hidrógeno verde en algunas industrias.

**iii. Fomento de la reindustrialización:**

- Entrada de nuevos procesos industriales.
- Impulso de manufactura colombiana.
- Impulso del crecimiento económico.
- Incremento de la demanda jalonado por el aumento en el PIB.
- Generación de valor agregado.

Para la modelación y simulación del sector industrial se tomaron en cuenta variables económicas como el PIB (valor agregado), obtenido del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE, 2023). También se consideró la intensidad energética, que muestra la relación entre el consumo de energía y la actividad económica, extraída del Balance de Energía Útil realizado por la UPME en 2019 (UPME, IREES & TEP, 2019). Además, se evaluó la distribución de la actividad

industrial y los usos de energéticos según la tecnología utilizada, mediante información de diversas fuentes, lo que influye directamente en el consumo de energía y emisiones de GEI, identificando áreas para mejorar la sostenibilidad y eficiencia energética. Por último, se analizó la eficiencia de diferentes tecnologías que utilizan energéticos, basándose en PAI-PROURE, Wood Mackenzie e IEA, con el propósito de promover su implementación en distintos sectores (IEA, 2021; UPME, 2021a; Mackenzie, 2022).

- **Escenario Tendencial:**

En el Escenario Tendencial se proyecta que la actualización tecnológica en el sector industrial se desarrollará de manera lenta, con avances más significativos observados en las grandes industrias que han sido pioneras en mejorar sus procesos productivos. Esta transición sería gradual y podría no alcanzar el ritmo necesario para lograr una descarbonización suficientemente acelerada en todas las empresas ni las metas de eficiencia energética planteadas en el PROURE (UPME, 2021a). En este sentido, para este escenario se tiene en cuenta la mejor tecnología disponible en Colombia, la cual pasaría a tener una implementación del 12% a 2030, 74% a 2040 y 100% a 2050. Por otro lado, el uso de energéticos de origen fósil seguiría siendo predominante en la mayoría de las industrias, ya que estas fuentes de energía han sido históricamente las más accesibles y económicas. Aunque se realizarían esfuerzos para promover las energías renovables, la dependencia de combustibles fósiles persistiría debido a la infraestructura ya establecida y a la resistencia al cambio en algunos sectores. No obstante, el carbón debido a variables económicas reduciría su participación en el consumo final de energía de 22% en 2022 a 14% en 2050, siendo sustituido en parte por el gas natural y la biomasa. El gas natural aumentaría su importancia en este escenario, pasando de 19% del consumo final de energía del sector en 2022 a 29% en 2050, debido a la confianza que genera en los sectores de industriales. En el ámbito de la biomasa, se daría un aumento en su participación en algunos procesos industriales pasando de 21% en 2022 a 24 % en 2050. La biomasa, como una fuente de energía renovable, ha ganado relevancia en los últimos años debido a su disponibilidad y capacidad para reducir las emisiones (netas) de GEI. Es probable que algunas industrias, especialmente aquellas con mayor conciencia ambiental o que operan en sectores donde la biomasa es una opción viable, adopten esta alternativa como parte de su estrategia para reducir su huella de carbono.

- **Escenario Políticas Anunciadas:**

En el Escenario de Políticas Anunciadas, se establece una aplicación del programa PAI-PROURE al 100 % para 2030, lo que implica un enfoque intensivo en el desarrollo acelerado de la eficiencia energética en todos los sectores industriales. Este programa tiene como objetivo principal promover la adopción de tecnologías y prácticas más eficientes en el uso de energía, lo que resultaría en una reducción significativa del consumo energético y las emisiones de GEI. A pesar de la implementación de estas políticas, el consumo de energéticos de origen fósil continuaría en la industria. Esto se debe a que, aunque se promueve la transición hacia fuentes de energía más limpias, no se observan políticas claras que propicien su sustitución. Por lo tanto, se mantiene la tendencia de uso de energéticos, al igual que en el Escenario Tendencial. Por otra parte, el hidrógeno verde jugaría un papel importante en la industria, especialmente como insumo para la producción de fertilizantes teniendo en cuenta la hoja de ruta de hidrógeno del país y la producción de SAF, lo cual representaría una demanda de 35 kt en 2022 y 84 kt en 2050 de hidrógeno verde para el sector.

- **Escenario Transición Energética Justa:**

Para el planteamiento de las estrategias de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa se realizó una evaluación de cada sector industrial, identificando sus necesidades a nivel regional y energético, además se tiene en cuenta el análisis de potencial regional presentado en producto descarbonización (Ministerio de Minas y Energía, 2023d). Los escenarios han sido creados de manera progresiva, comenzando con el modelo tendencial y sumando las políticas anunciadas. Así, el Escenario TEJ integra todo lo mencionado y se enfoca en proporcionar información y estrategias factibles, realistas y seguras para la Transición Energética Justa en el corto, mediano y largo plazo. Por lo tanto, las acciones propuestas están dirigidas no solo a la descarbonización de la industria, sino también a un enfoque de desarrollo económico productivo distinto del modelo extractivista, con especial énfasis en la justicia socioambiental.

El modelado parte de la estructura planteada por la UPME en el PEN 2022-2052. Sin embargo, se realiza la inclusión de energéticos estratégicos para la descarbonización de cada sector en particular, como el biogás y el hidrógeno verde. Asimismo, se propone la incorporación de eficiencia energética en dos etapas, la

primera considera gestión eficiente de la energía, implementando estrategias de bajo y mediano costo que pueden ser adaptadas en el corto plazo, y la segunda considera la actualización tecnológica, reemplazando equipos ineficientes por equipos de bajas o cero emisiones, y con alta eficiencia energética. Finalmente, se modela un crecimiento económico por el despliegue de nuevas industrias que impulsarían la transición a partir de la producción de equipos e insumos para el desarrollo de la manufactura nacional. Cada una de las estrategias se integran a partir de supuestos e hitos por periodos de tiempos específicos en los que se analiza la adaptación tecnológica, considerando la madures de las tecnologías, el desarrollo del mercado y la reconversión laboral en algunas regiones del país. Las diferencias entre el Escenario de Transición Energética presentado en el PEN 2022-2052 se presentan en el Anexo A. En la Tabla 4 se presentan los supuestos e hitos considerados para los periodos de relevancia dentro de los cuáles se espera implementar nuevas medidas, cambios y sus impactos.

**Tabla 4. Supuestos e hitos considerados para el sector industrial en el Escenario TEJ**

Periodo	Supuestos e hitos
2023-2026	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Divulgación de resoluciones para beneficios tributarios por gestión eficiente de la energía e inversión en proyectos de FNCER como la Resolución 319 de 2022 y normativas como la ISO 50001 para la adopción de planes de gestión eficiente de la energía.</li> <li>• Implementación de programas de gestión energética en las industrias para identificar oportunidades de ahorro y eficiencia energética, a través de auditorías energéticas y la adopción de medidas de mejora. Esto implica la monitorización y control del consumo de energía, la optimización de los procesos y la implementación de prácticas de gestión energética. Se propone en este periodo implementar entre el 20% y el 25% del sector industrial basados en las estrategias que propone el PAI-PROURE.</li> <li>• Sustitución parcial del carbón por biomasa en los procesos de calentamiento directo e indirecto en la industria. Esto implica utilizar fuentes de biomasa como residuos agrícolas industriales o de cosecha como el bagazo, cuesco de palma, cascarilla de café, entre otros. Esta estrategia se espera implementar en industrias que procesen materias primas agrícolas como alimentos, bebidas y tabaco e industrias que estén cerca de las regiones con mayor potencial de biomasa (minerales</li> </ul>

	<p>no metálicos, pulpa, papel e imprenta, productos químicos, hierro y acero). Para esto se usaron los datos de georreferenciación del producto de potenciales (Ministerio de Minas y Energía, 2023d).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sustitución gradual de otros combustibles por GLP en los procesos industriales en ZNI o rurales. El gas licuado de petróleo (GLP) es una alternativa de menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles. Se pueden explorar las opciones de suministro de GLP en el país y las regulaciones asociadas a su uso en la industria.</li> </ul>
<p><b>2026-2030</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Continuar la sustitución del carbón por biomasa en los procesos de calentamiento directo e indirecto, buscando alcanzar un objetivo del 100 %. Esto puede involucrar la implementación de tecnologías de conversión de biomasa, como calderas y hornos específicamente diseñados para utilizar biomasa como combustible.</li> <li>• Sustitución progresiva del diésel, combustóleo y gasolina por gas natural en los procesos industriales. Esto implica adaptar los equipos y sistemas de combustión para utilizar gas natural en lugar de combustibles fósiles más contaminantes. Para esto es importante considerar la infraestructura de suministro de gas natural y las experiencias de industrias que ya han realizado esta transición.</li> </ul>
<p><b>2030- 2040</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inclusión del hidrógeno verde en procesos de calentamiento directo e indirecto a través de <i>blending</i> con gas natural en industrias cercanas a los <i>hubs</i> de hidrogeno verde (2 %). Participación gradual en industrias con mayor demanda como procesos químicos, minerales no metálicos (cerámica) y de hierro y acero.</li> <li>• Impulso de la electrificación de los procesos industriales, mediante la sustitución de equipos y maquinaria que funcionan con combustibles fósiles por tecnologías eléctricas. Esto incluye la adopción de sistemas de calefacción y refrigeración eléctricos, así como el uso de vehículos eléctricos en los procesos logísticos.</li> <li>• Inclusión del biogás para procesos de calentamiento directo e indirecto en industrias que tengan la disponibilidad de materia orgánica para su producción. Este supuesto parte de los casos de éxito en la implementación de sistemas de producción de biogás en la industria colombiana (alimentaria, sucroquímica, entre otros).</li> <li>• Actualización tecnológica de equipos antiguos e ineficientes en la industria, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y reducir</li> </ul>

	<p>las emisiones. Esto implica la adopción de tecnologías más avanzadas y eficientes en los procesos industriales.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inicio de la reindustrialización del país impulsando la modernización y adopción de tecnologías avanzadas en los sectores tradicionales de la industria manufacturera, como la producción de nuevos productos metálicos, plásticos, químicos y materiales de construcción. Esto incluye también el desarrollo de nuevas capacidades para la generación de productos de mayor valor agregado a partir de materias primas que antes se vendían sin procesar, como los minerales.</li> </ul>
<p><b>2040-2050</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrificación progresiva de los hornos de combustión y calderas (calor directo e indirecto) en la industria, utilizando fuentes de energía renovable y tecnologías de alta eficiencia.</li> <li>• Fortalecimiento de la industria manufacturera tradicional, a partir de la modernización y la adopción de tecnologías avanzadas en sectores tradicionales de la industria manufacturera colombiana, como la producción de productos metálicos, plásticos, químicos y materiales de construcción, indispensables en la transición.</li> <li>• Continuar la sustitución de combustibles fósiles por hidrogeno y biogás en los procesos industriales. Se pueden seguir los avances tecnológicos en la producción y aplicación de hidrogeno y biogás en experiencias internacionales.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

● **Escenario Compromisos COP26:**

El Escenario de Compromisos COP26 propone una participación de aproximadamente 0 % de combustibles fósiles como carbón, gas natural y diésel en 2050, dando como resultado una matriz descarbonizada, para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en la NDC 2020 presentados en la COP26. La electricidad y el hidrógeno entrarían a jugar un papel importante para los usos de calor de alta temperatura, en industrias intensivas en energía. Industrias como acerías de producción de acero primario, pasarían a utilizar hidrogeno y utilizar hornos de arco eléctrico para producción de acero secundario. Por otra parte, industrias de minerales no metálicos, como cementeras, cambiarían su proceso de obtención de clinker (intensivo en energía), utilizando bioenergía (biogás y biomasa) e hidrógeno verde. Al contar con un proceso de innovación tecnológica en diferentes industrias, se priorizaría la actualización tecnológica, teniendo en un

segundo plano la implementación de estrategias de eficiencia energética en equipos existentes. Sin embargo, la gestión eficiente de la energía tendría que implementarse para mantener los consumos mínimos en los procesos. Este escenario presentaría diferentes retos en la industria, debido a la incertidumbre tecnológica de algunos equipos y la complejidad de adaptación en los procesos. Finalmente, durante la propuesta de las estrategias para el modelado de la industria se realizaron reuniones con diferentes actores del sector industrial que se consideran clave para realizar la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa del país, considerando sus perspectivas al futuro y el rol que podrían desempeñar en este proceso (ver Anexo B).

Para el eje *Transición hacia energéticos de bajas y cero emisiones como sustitución de fuentes energéticas tradicionales* se entablaron conversaciones con la Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (Asocaña), la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (Fedepalma) y Bioenergy, donde se validaron factores como proyecciones en expansión del área cosechada de los cultivos, la cantidad los residuos que se generan y la disponibilidad que tienen para venta a otras industrias, generación de biogás, SAF, y otros combustibles renovables a partir de biomasa. Asimismo, se tocaron temas de la inclusión del hidrógeno verde en la industria con la cámara de hidrógeno de la ANDI y en la producción de hidrocarburos con Ecopetrol.

El eje de *Fomento de la reindustrialización* se ha trabajado de la mano con el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, conociendo las perspectivas de reindustrialización e impulso de la manufactura colombiana, dando acompañamiento desde el ministerio para que se encuentren alineadas con la política de Transición Energética Justa, considerando aspectos socioambientales, técnicos y de política pública. En este sentido, desde el Ministerio de Minas y Energía se está apoyando a la construcción del CONPES de reindustrialización.

### 3.2.2 Resultados para el sector industrial

El consumo de energía del sector industrial en el Escenario de Transición Energética Justa, considerando los supuestos descritos en la sección anterior, se presenta en la Figura 7. Se destaca el papel fundamental de la electrificación, la bioenergía y la eficiencia energética en los diferentes sectores de la industria. Estos elementos estratégicos permiten que sectores intensivos en energía, como alimentos, bebidas

y tabaco; minerales no metálicos, y minería y cantería, logren reducir significativamente su dependencia de combustibles fósiles y a su vez disminuyendo las emisiones de GEI del sector industrial.

Durante el periodo comprendido entre 2023 y 2030, se daría una notable reducción en el uso de carbón en el sector industrial, pasando de un consumo de 68 PJ a 35 PJ. Esta disminución representa una reducción de aproximadamente el 50 % y se vería compensada por el uso de energéticos como bagazo, residuos y electricidad en procesos de baja temperatura inferiores a 120 °C. Por otro lado, el uso de gas natural se incrementaría en un 27%, impulsado por la sustitución de combustibles líquidos en procesos de calor directo e indirecto, así como por la actualización de equipos debido a su envejecimiento. Además, la implementación de estrategias de eficiencia energética desempeñaría un papel fundamental en la reducción del consumo de energía. Aunque algunas empresas estarían ampliando sus capacidades operativas, la gestión eficiente de la energía permitiría obtener mejores rendimientos sin un aumento significativo en el consumo energético. Es fundamental destacar que en este período sería crucial establecer una estrecha colaboración entre el sector privado y público para impulsar cambios en las matrices energéticas de las industrias y asegurar, a través de casos exitosos, la rentabilidad y beneficios de llevar a cabo una transición energética.

Entre 2030 y 2040 se presentaría un hito importante en la transición energética, con la sustitución total del carbón como fuente de energía en procesos de calor directo e indirecto. Es importante mencionar que este cambio no incluye el uso del carbón en la industria siderúrgica, ya que es fundamental para la producción de acero. Sin embargo, se esperaría que durante esta década se avance en el desarrollo de tecnologías como la del hidrógeno verde que puede ser un agente reductor en la generación de aleaciones, lo que permitiría reducir progresivamente la dependencia del carbón en este sector.

Por otro lado, en este periodo habría un aumento significativo en el uso de la electricidad como resultado de medidas de actualización tecnológica y la eliminación de equipos ineficientes que consumen combustibles fósiles. En subsectores como la industria siderúrgica de producción de acero primario (hierro y acero), química, petroquímica (refinerías), y la industria de minerales no metálicos como cementeras, cerámica y vidrio, se requiere una gran cantidad de calor de alta temperatura (superior a 600 °C). Este tipo de requisitos son difíciles de satisfacer con calefacción electrificada, aunque el calor de baja y media temperatura (entre

120 a 600 °C), a menudo generado por vapor o combustión directa, puede ser sustituido por tecnologías eléctricas comerciales como calderas eléctricas y bombas de calor (IEA, 2021; Schoeneberger et al., 2022).

Asimismo, se incentivaría el uso de tecnologías en diferentes sectores, tales como hornos de inducción utilizados en la producción de metales, tecnologías de calentamiento dieléctrico, como el calentamiento por microondas y por radiofrecuencia, que se podrían utilizar en la industria de alimentos y bebidas, plásticos y caucho (Wei et al., 2019), la calefacción resistiva, para la producción de vidrio (Sorknæs et al., 2022), la electrodiálisis y la electrólisis que utilizan gradientes de potencial eléctrico para la separación de materiales, para el refinado electrolítico de alúmina y cobre (Rissman et al., 2020), entre otras, que se encuentran actualmente en una madurez tecnológica que podría estar a gran escala en este periodo de tiempo.

Por lo tanto, la electrificación se vería reflejada en la sustitución de energéticos con tecnologías de calor directo e indirecto de baja y media temperatura, lo que permitiría transitar de una participación de 28% en 2030 a 35% en 2040. Este cambio no solo mejoraría la eficiencia energética en el sector, observando una disminución en el consumo de energía, sino que también contribuiría a descarbonizar una gran parte de las industrias que no tienen acceso a la red de gas natural. A su vez permitiría generar un mercado de nuevas tecnologías con potencial de manufactura nacional, habilitando procesos de reconversión laboral y reindustrialización.

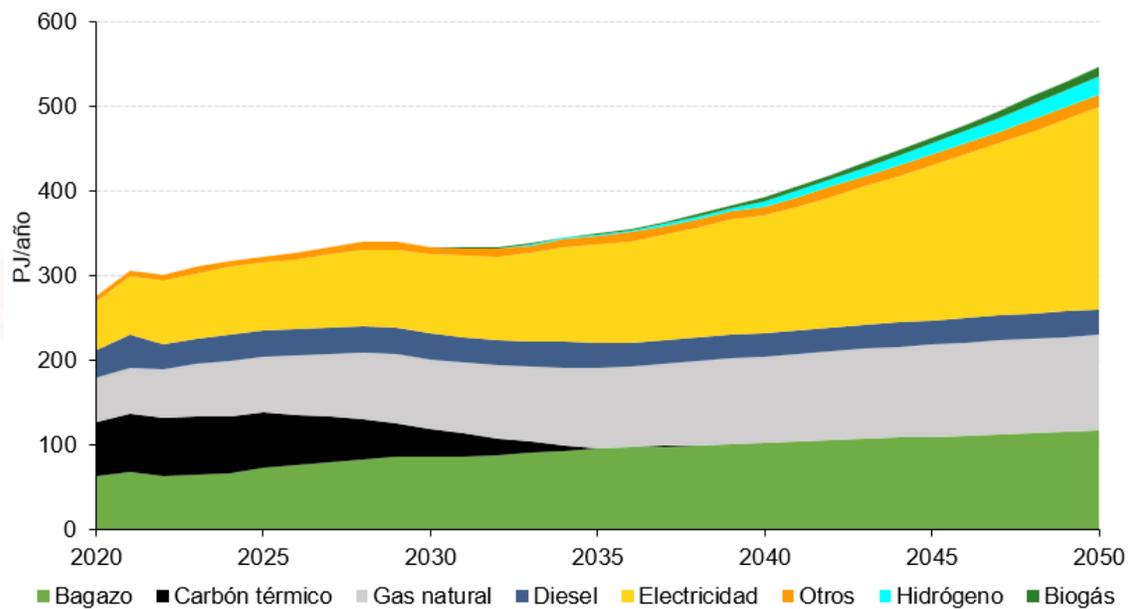
También, se incorporaría el hidrógeno verde mediante la mezcla del 2 % con gas natural en industrias que tienen acceso a la red de gas industrial (*blending*), así como su uso directo en aquellas ubicadas cerca de los centros de producción de hidrógeno verde que se espera se establezcan en este periodo de tiempo. El biogás se empezaría a usar en industrias como las de alimentos, bebidas, tabaco, y pulpa, papel e imprenta. También se comenzarían a implementar microrredes para la distribución de energía a industrias cercanas. Estos cambios transformarían la matriz energética del sector, pasando de una participación del 43% de combustibles fósiles en 2030 a un 33% en 2040. La electricidad jugaría un papel protagonista con un 35%, seguida de la bioenergía con un 28% y el hidrógeno verde con un 1,6%.

Entre 2040 y 2050 aumentaría el consumo de energía en el sector industrial como resultado del proceso de reindustrialización del país. Esta reindustrialización

implicaría la incorporación de nuevas industrias que agreguen valor a insumos previamente subutilizados, permitiendo la producción de equipos, herramientas e insumos necesarios para impulsar la transición energética del país. Es fundamental destacar que estas nuevas industrias tendrían que emplear las mejores prácticas de eficiencia disponibles en sus procesos y no depender de combustibles fósiles. En este periodo, crecería significativamente el uso de electricidad, de hidrógeno verde y, en menor medida, de biogás. Se proponen estas tecnologías, pues se espera sean más rentables y eficientes para el sector industrial debido al avance tecnológico y las mejoras en su implementación. Como resultado, bajaría la dependencia del gas natural en el sector, siendo reemplazado por equipos de cero emisiones y alta eficiencia. Por otra parte, el consumo de diésel, asociado a los equipos y maquinaria utilizados en el sector de la construcción, se electrificaría en el transcurso del tiempo, pero de manera moderada considerando el desarrollo actual de las tecnologías.

En suma, la matriz energética en 2050 tendría una participación de combustibles fósiles del 26 %, siendo el gas natural el principal entre ellos con 20%. La electricidad ocuparía un 44 % de la matriz, seguida por la bioenergía con un 26 % y el hidrógeno verde con un 3,8 % en 2050. Esta composición de la matriz reflejaría así los esfuerzos realizados para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promover el uso de energías más limpias y sostenibles en el sector industrial.

2020-2030	2030-2040	2040-2050
Reducción del consumo de carbón en industrias que permitan su sustitución	Despliegue de equipos eléctricos para sustitución de tecnologías que consumen fósiles.	Electrificación de múltiples procesos en todas las industrias.
Incremento del consumo de gas natural para sustitución de derivados del petróleo	Entrada de hidrógeno a través de <i>blending</i> con gas natural 2%	Disminución del gas natural
Aumenta cobertura de GLP para sustitución de líquidos en zonas sin red de gas natural.	Uso de biogás en industrias con potencial de generación	Uso directo de hidrógeno en algunos procesos por desarrollo tecnológico.
Incremento de biomasa como bagazo para sustitución de carbón	Sustitución del 100% del carbón.	Uso de biogás en industrias cercanas a las productoras a través de microrredes
Implementación de estrategias de eficiencia energética en el 40% de la industria	Actualización tecnológica de equipos ineficientes	Aumento en el consumo del sector por reindustrialización



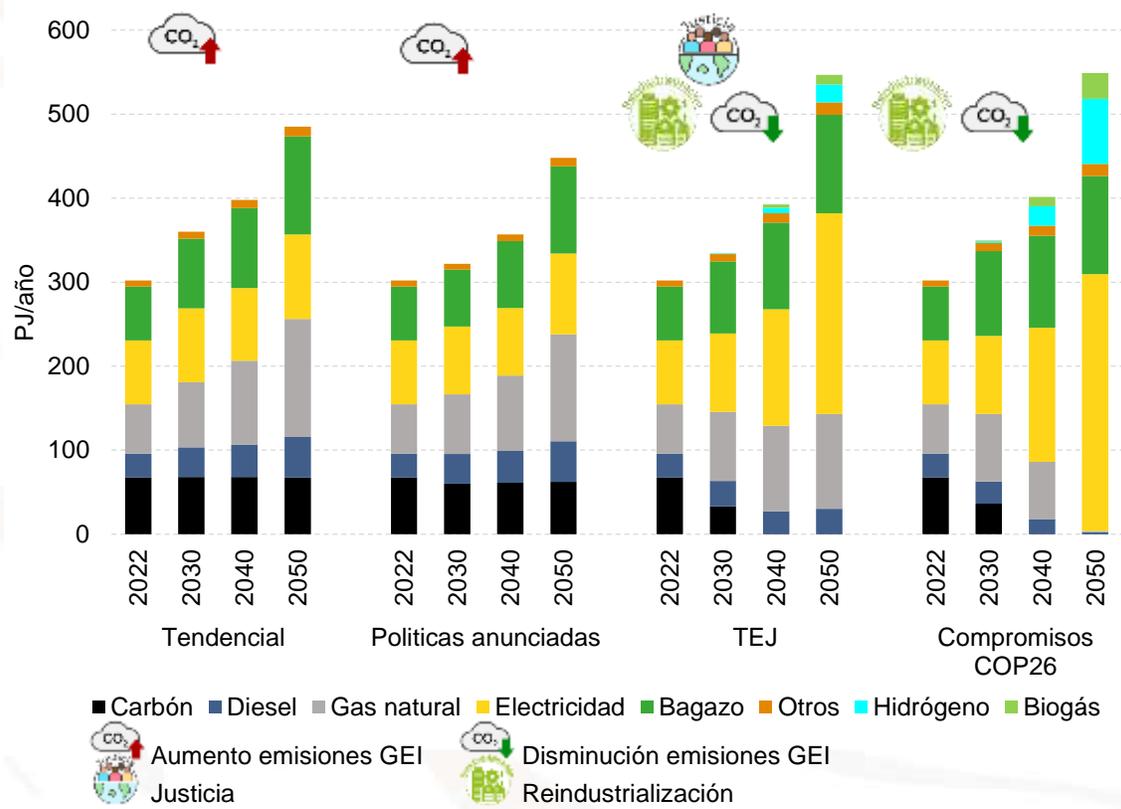
**Figura 7. Consumo final de energía en el sector industrial en el Escenario de Transición Energética Justa**

Fuente: elaboración propia

El Escenario de Transición Energética Justa se distingue entonces por su enfoque ambicioso y sólido en términos de desarrollo industrial, reindustrialización con manufactura nacional y descarbonización, en comparación con otros escenarios

como el Tendencial o las Políticas Anunciadas. Este enfoque se basa en procesos integrales que buscan impulsar un cambio en la matriz energética y promover una industria más sostenible y respetuosa con el medio ambiente, que facilite el reemplazo de la actividad económica que dejaría de ocurrir en el sector extractivo. En la Figura 8 se observa la distribución de la matriz por energético en el sector industrial en los años 2022, 2030, 2040 y 2050 por cada escenario. En el Escenario Tendencial y el de Políticas Anunciadas no se observan cambios en las matrices en los años mencionados, destacando principalmente una disminución en el consumo de energía debido a la aplicación del 100% del PAI-PROURE en el Escenario de Políticas Anunciadas. Por otra parte, en los escenarios de Transición Energética Justa y Compromisos COP26 se observa la integración de nuevos energéticos como el hidrógeno y biogás, además de un incremento en el consumo de energía en comparación con el Escenario Tendencial en 2050 por el proceso de reindustrialización en la manufactura colombiana, el cual tendría una implementación a finales de la década de los treinta.

El Escenario Compromisos COP26, en comparación con el Escenario TEJ, presenta una inclusión acelerada de tecnologías que consumen hidrógeno verde, biogás y electricidad en 2040 y 2050, dando como resultado una matriz en 2050 de 56% de uso de electricidad, 26,6% de bioenergía y 14% de hidrógeno. Asimismo, se observa una participación del 0,7% de combustibles fósiles, lo que resulta en casi un 100% de sustitución de estos energéticos. Sin embargo, la sustitución total de los combustibles fósiles por fuentes de energía renovable y tecnologías limpias es un desafío complejo que implica superar obstáculos en términos de escala, intermitencia, infraestructura, economía y madurez acelerada de las tecnologías.



**Figura 8. Comparación de consumo de energía del sector industrial en diferentes escenarios**  
 Fuente: elaboración propia

### 3.3 Residencial y terciario

El sector residencial en Colombia consume principalmente GLP, gas natural, leña, electricidad del SIN y la ZNI. La demanda de energía del sector residencial se divide en dos grandes grupos: i) los usuarios en áreas urbanas; y ii) aquellos ubicados en áreas rurales. En Colombia, en 2022 se alcanzó un total de población de 51,6 millones, de los cuales más del 76% se ubica en los sectores urbanos y el restante en áreas rurales y rurales dispersas (DANE, 2023).

Estos dos grupos se diferencian por la distribución y el uso de estos energéticos. Para usuarios urbanos, la electricidad suple el 50% de la demanda de energía de usos como la refrigeración, iluminación, televisión y otros electrodomésticos, mientras que la cocción se realiza principalmente con gas natural y GLP, equivalentes al 37% y 8% del consumo, respectivamente. En los usuarios rurales,

la leña para cocción corresponde al 67% del consumo total de energía, debido a que los fogones de leña que se usan actualmente cuentan con eficiencias por debajo del 10% (UPME, 2022b). Por otro lado, el sector terciario consumió el 6% de la demanda final de energía, correspondiente a 78 PJ en 2021, de los cuales el 20% correspondió a gas natural, 4% a GLP y 76% a electricidad (UPME, 2022a). La planeación estratégica y la toma informada de decisiones para satisfacer la demanda debida al crecimiento poblacional es clave para la distribución de recursos, la mejora de salud pública y la descarbonización. Por esta razón, la implementación de estrategias localizadas para el sector residencial y terciario es clave en la búsqueda de una Transición Energética Justa. Los escenarios proponen impulsar la electrificación de los sectores con el potencial tecnológico y económico de ser electrificados, especialmente en el sector urbano, y en el sector rural garantizar la sustitución de energéticos que por sus emisiones son potencialmente dañinos para la salud o implementar mejoras tecnológicas que además de disminuir el consumo energético mejorarían la salud de las personas y su calidad de vida. Finalmente, para tener una visión de las necesidades de las personas en diferentes regiones se generaron mesas de diálogo, donde se recogieron los comentarios, inquietudes y recomendaciones para la implementación de la Transición Energética Justa. En el Recuadro 5 se presenta un resumen de los principales mensajes.

#### Recuadro 5 - Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el sector Residencial

- Se recomienda conservar tradiciones culturales de cocción de alimentos.
- Se requiere mayor implementación de estufas ecológicas y eficientes de leña, a bajo costo y conserva usos culturales. Se resalta los impactos diferenciados para las mujeres en cuanto a salud, pobreza energética, entre otros.
- Se percibe una necesidad de distribución y almacenamiento de GLP en Tumaco, u otras soluciones para soportar el desarrollo económico de la región.
- Se menciona que la regulación de transporte de gas fomenta la inequidad, pues se tienen mayores precios para las comunidades más apartadas de los campos de producción.”
- Necesidad de seguir avanzando en la electrificación en ZNI y en mejorar la calidad del servicio. Estas necesidades no son solo a nivel residencial, se debe electrificar pensando en desarrollos productivos y comercio.

### 3.3.1 Supuestos para el sector residencial y terciario

A partir de las diferentes estrategias de transición y descarbonización que se presentan en detalle en el documento “Potencial FNCER subnacional y estrategia de descarbonización” (Ministerio de Minas y Energía, 2023d), se proponen cinco ejes estratégicos para la Transición Energética Justa en los sectores residencial y terciario que se resumen en el Recuadro 6.

#### Recuadro 6 – Ejes estratégicos de la Transición Energética Justa para el sector residencial

- i) Preparación e impulso de políticas públicas para la electrificación del sector residencial a mediano y largo plazo:
  - Desarrollo de marco normativo y regulatorio para la implementación de infraestructura para cocción eléctrica de inducción en edificaciones nuevas.
  - Desarrollo de marco normativo y regulatorio para la reconversión (retrofit) de edificaciones existentes a cocción eléctrica de inducción.
- ii) Sustitución de usos ineficientes de leña:
  - Reemplazo con gas natural y GLP como energéticos de transición a corto plazo, y en hogares en los que la electrificación directa no es una alternativa costo efectiva.
  - Implementación de alternativas complementarias a la cocción, como estufas ecológicas eficientes, cocción con biogás a partir de biomasa residual y cocción solar.
  - Sustitución con electrificación directa en regiones con infraestructura eléctrica resiliente.
- iii) Aceleración de medidas de eficiencia energética:
  - Implementación de PROURE en todas las edificaciones.
- iv) Fomento a la reindustrialización:
  - Promoción a la fabricación nacional de electrodomésticos para cocción, calentadores de agua eléctricos, bombas de calor para regulación térmica, y electrodomésticos de alta eficiencia en general.
- v) Distritos energéticos:
  - Implementación de distritos térmicos de enfriamiento en sector comercial y público, principalmente en centros comerciales y áreas comunes de zonas francas permanentes, complejos universitarios y centros administrativos.

Es de resaltar que muchas de las estrategias anteriores ya se han implementado o están en proceso de implementación a partir de las políticas que se han declarado hasta la fecha en el país. Algunos ejemplos de estas medidas son el plan de sustitución de usos ineficientes de leña, sustitución de estufas eléctricas ineficientes, aumento de cobertura de servicios de electricidad y gas natural, entre otros. Sin embargo, con el objetivo de avanzar hacia una senda de carbono-neutralidad y de transición justa, será necesario acelerar las políticas existentes y complementar con medidas adicionales. Las estrategias y velocidades de adopción sobre las que se basan los supuestos para el sector residencial y terciario se validaron por medio de reuniones con entidades como el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Unidad de Planeación Minero-Energética, entre otros. Finalmente se recibieron los insumos de la Hoja de Ruta Nacional para Edificaciones Neto Cero en Carbono (CCCS, 2022), liderada por el Concejo Colombiano de Construcción Sostenible. En el Anexo B se presenta la documentación de los espacios de socialización realizados. Después de validar los supuestos se propusieron los escenarios que a continuación, se describen para los sectores residencial y terciario.

- **Escenario Tendencial:**

Para el sector residencial urbano y el sector terciario se consideran las tendencias actuales en el consumo de energía, con las mismas proporciones en el uso de gas natural y electricidad. Para el sector residencial rural en zonas conectadas al SIN, se considera la tendencia observada históricamente en sustitución de usos de leña por otros energéticos como GLP y gas natural (en zonas con infraestructura disponible). Para las ZNI, se mantiene la tendencia histórica de ampliación de cobertura. Se resalta que en este escenario no se alcanzan las metas de cobertura de servicios y eficiencia energética que se tienen actualmente, debido a que las velocidades actuales de implementación no lo permiten.

- **Escenario Políticas Anunciadas:**

Este escenario considera las políticas contempladas en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Colombia-2020 (Gobierno de Colombia, 2020b), que incluye la Resolución 549 de 2015 para construcción sostenible, la Acción Nacionalmente Apropriada de Mitigación (NAMA) para el sector de refrigeración doméstica y la promoción de distritos térmicos. Adicionalmente, se considera el PROURE (UPME, 2021a), el Plan Nacional de Sustitución de Leña 2022 (PNLS) (UPME, 2022b), planes de expansión de cobertura eléctrica y de gas

(UPME, 2019; 2020a). Particularmente, para el sector residencial urbano y sector terciario, se considera el cumplimiento de las metas del PROURE a 2030 (que incluye a su vez la implementación de 3 distritos térmicos en el sector residencial y 6 en el sector terciario), y las medidas contempladas en la normativa de construcción sostenible, considerando una implementación del 100% de la Resolución 549 de 2015 para 2026. Para el sector residencial rural se considera la sustitución de 1,38 millones de estufas a 2050, con las metas y plazos del PNSL (UPME, 2022b). En ZNI, se considera la meta de 100% de cobertura de servicio de electricidad a 2030, manteniendo las horas de servicio establecidas en la actual regulación para cada tipo de población.

- **Escenario de Transición Energética Justa:**

De acuerdo con lo que se discutió en los Diálogos Nacionales, la Transición Energética Justa deberá, en primer lugar, garantizar la cobertura de energéticos y la disponibilidad de tecnologías eficientes para satisfacer las necesidades tanto de la población en zonas urbanas como en las zonas rurales y rurales dispersas. En segundo lugar, el país debería transitar gradualmente hacia una descarbonización del sector residencial urbano, siendo éste el sector con mayor facilidad en el reemplazo de combustibles fósiles en el largo plazo. Es de resaltar que, si bien los hogares urbanos cuentan con una mayor eficiencia energética, hoy son responsables por el 35% de las emisiones del sector residencial (UPME, 2022a). Adicional a lo anterior, es necesario contemplar una visión integral en el uso de los recursos energéticos del país, y tener en cuenta que la demanda de gas natural podría aumentar significativamente en sectores como transporte e industria, como energético de transición. Así, los principales supuestos considerados para los diferentes escenarios se resumen en la Tabla 5.

**Tabla 5. Principales supuestos e hitos considerados para el sector residencial y terciario en el Escenario TEJ**

Subsector	Supuestos e hitos
Residencial urbano y terciario	Adicional a políticas declaradas, se considera: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Crecimiento poblacional (DANE, 2023).</li> <li>● Consumo de energía por hogar (UPME, IREES, &amp; TEP, 2019).</li> <li>● Distribución de los energéticos por uso en el sector residencial (UPME, IREES, &amp; TEP, 2019).</li> </ul>

Subsector	Supuestos e hitos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Consumo promedio de energía ZNI.</li> </ul> <p>2023-2026:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 1,5 millones nuevos usuarios gas natural (Ley 2294 de 2023, 2023).</li> <li>● Preparación de política para electrificación de la cocción.</li> <li>● Infraestructura para estufas de inducción en edificaciones nuevas, adicional a infraestructura de gas.</li> </ul> <p>2026-2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Aumento de cobertura de gas natural planeado hasta 2030.</li> <li>● Meta de conversión de infraestructura para estufas de inducción en 5 % de hogares urbanos.</li> </ul> <p>2030-2040:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Reemplazo gradual de GLP en zonas urbanas.</li> <li>● Se alcanza conversión de infraestructura para estufas de inducción en 15 % de hogares urbanos (estratos 5 y 6).</li> <li>● En 2040, aprox. 11 millones de hogares cocinan con gas natural.</li> </ul> <p>2040-2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Habilitación gradual de infraestructura para estufas de inducción en todos los estratos. En 2050, entre 3 y 4 millones de hogares aún cocinan con gas natural.</li> </ul>
<b>Residencial rural</b>	<p>Adicional a políticas declaradas, se considera:</p> <p>2023-2026:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Aumento de cobertura de GLP y gas natural, según planes de expansión de gas.</li> </ul> <p>2026-2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Metas de plan nacional de sustitución de leña, con mayor participación de electricidad.</li> </ul> <p>2030-2040:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Metas de grupo 1 PNSL, con mayor participación de electrificación.</li> </ul> <p>2040-2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Inicia reemplazo gradual de GLP.</li> </ul>

Subsector	Supuestos e hitos
ZNI	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Se mantienen usos culturales de la leña.</li> </ul> <p>Adicional a políticas declaradas, se considera:</p> <p>2023-2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Inicio de proyectos de referencia de biogás y tecnologías de cocción solar para sustitución de leña en usuarios dispersos.</li> </ul> <p>2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Garantizar cobertura con horas mínimas de servicio, según tipo de población.</li> </ul> <p>2030-2040:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Aumento de cobertura de GLP en cabeceras municipales.</li> </ul> <p>2030-2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Mejorar calidad del servicio. Estimación de demanda que deberá satisfacerse para garantizar un consumo mínimo de subsistencia.</li> </ul> <p>2040-2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Fortalecimiento de biogás y electricidad para cocción en cabeceras municipales, para sustitución gradual de GLP.</li> <li>● Fortalecimiento de cocción solar y biogás en zonas dispersas.</li> <li>● Se mantienen usos culturales de la leña.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

● **Escenario Compromisos COP26:**

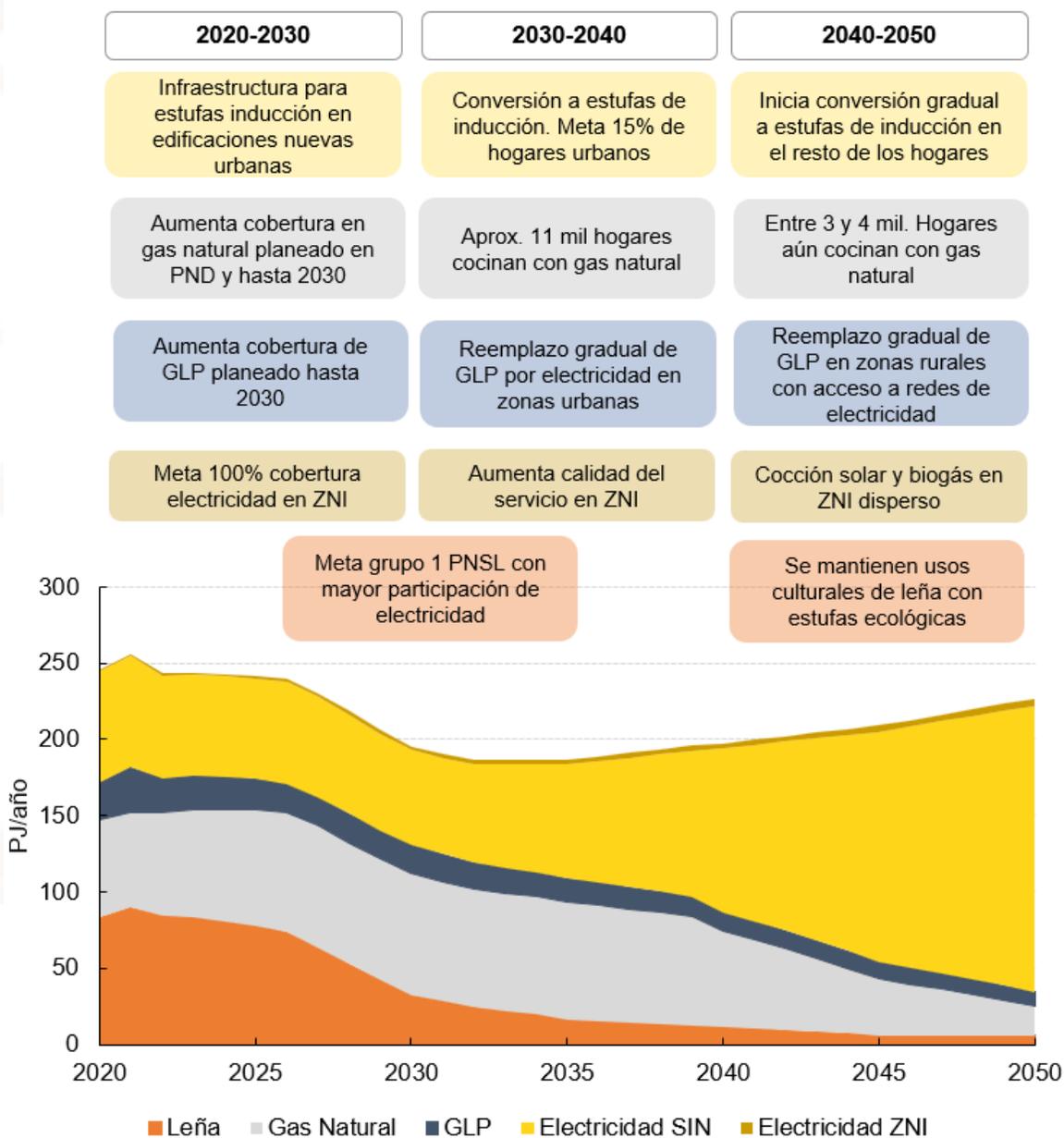
El Escenario Compromisos COP26 parte de una estrategia de descarbonización en los usos de calor directo en los sectores residencial y terciario. En él, se migraría en la cocción de alimentos a tecnologías eléctricas en un 100% en el área urbana y 95% en el área rural dejando un remanente solo para cocción por leña asociadas a usos tradicionales o preferencias en los hogares colombianos. Para el cumplimiento de esta meta en el escenario de compromisos COP26 se propone tanto el gas natural como el GLP como combustibles de transición con una velocidad de cambio mucho más rápida de lo que el mercado actual migra y muy superior a la propuesta en el Escenario de Transición Energética Justa. Esta velocidad de adopción

representa una alta dificultad de implementación en términos prácticos, especialmente debido a las velocidades de sustitución tecnológica, así como a posibles inercias en las políticas actuales y el comportamiento de los usuarios.

De la misma manera, la implementación de este escenario en el sector terciario busca la descarbonización mediante la adopción de tecnologías alimentadas por electricidad, específicamente en el uso de calor directo. La demanda de energía se divide principalmente en electricidad, gas natural y GLP; se proyecta alcanzar una electrificación correspondiente a 100% en 2050, logrando una descarbonización total en el sector. Esto implicaría que todo el sector comercial y demás instituciones públicas adopten tecnologías de alta eficiencia por una parte y por otra, la adquisición de nuevas tecnologías para la migración desde combustibles fósiles hacia energéticos de cero emisiones.

### 3.3.2 Resultados para el sector residencial y terciario

La Figura 9 presenta un resumen de los hitos propuestos para la Transición Energética Justa en el sector residencial y los cambios resultantes en la demanda por cada energético.



**Figura 9. Consumo final de energía en el sector residencial en el Escenario de Transición Energética Justa**

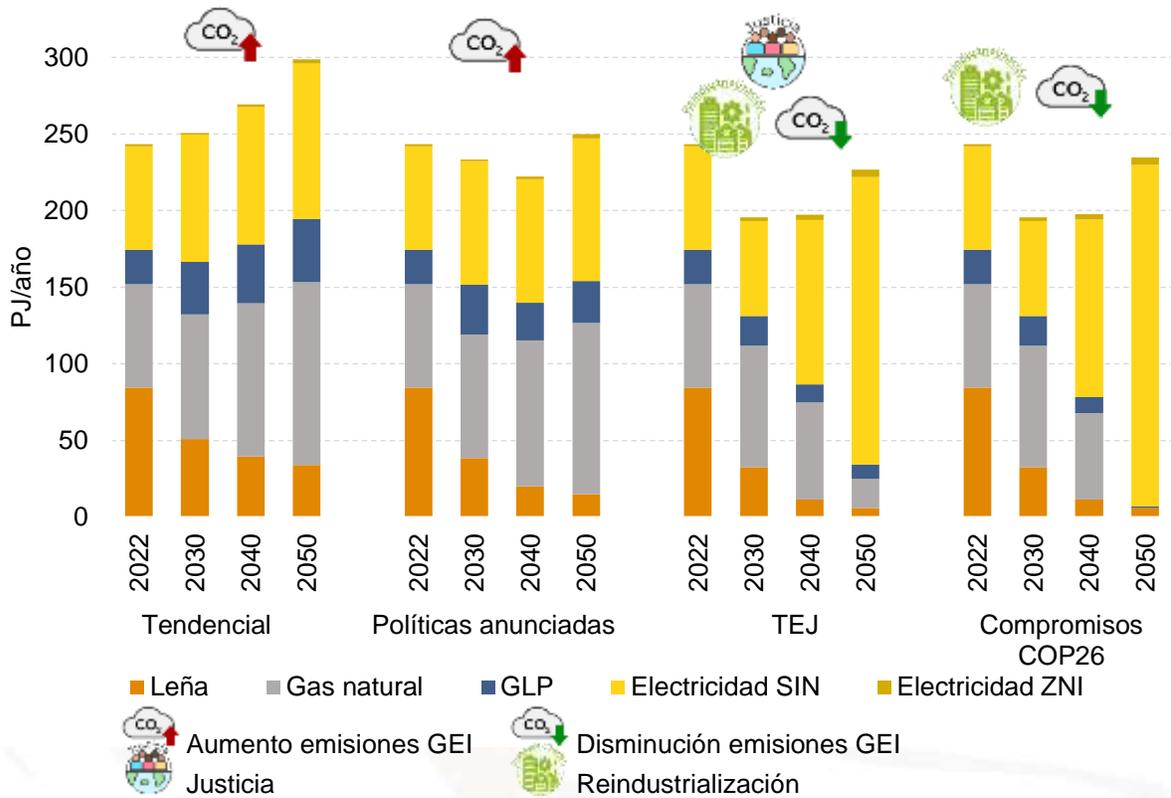
Fuente: elaboración propia.

Se observa en la Figura 9 que en la década de los veinte el consumo de energía por leña disminuiría y el consumo de gas natural aumentaría. Esto se debe principalmente a dos medidas: aumento en la cobertura de gas natural y GLP e implementación de estufas eficientes de leña en sectores rurales. Estas medidas se

proponen como una adopción de los planes del NDC y el Plan Nacional de Sustitución de Leña (Gobierno de Colombia, 2020a; UPME et al., 2022). Ésta se considera una estrategia transitoria que aprovecharía el gas natural durante un periodo de transición, pues al acercarse los 2030s el consumo de gas natural y de leña decrecerían para dar paso a una mayor electrificación.

Los treinta, según la Figura 9, serían un periodo de implementación y despliegue de electricidad en el sector residencial. Durante esta década se disminuiría el consumo energético gracias a la mayor eficiencia de las tecnologías eléctricas, pese a que la población crecería durante esta década, alcanzando 56,7 millones en 2039. Además, durante esta época, a pesar de representar menos del 3% de la demanda energética del sector residencial, el sector ZNI alcanzaría al final del periodo, en 2050, un consumo promedio por hogar de empezaría a consumir en promedio 3 MWh/año por hogar.

La comparación con los demás escenarios propuestos (ver Figura 10) muestra que los escenarios Tendencial y de Políticas Anunciadas no evidenciarían un cambio en el comportamiento del consumo de combustibles fósiles y la tendencia creciente de la demanda de energía llegaría en ambos casos a consumos superiores a los 250PJ en 2050. Por otra parte, tanto el Escenario TEJ como el de Compromisos COP2026 aumentarían los niveles de electrificación y la adopción de nuevas tecnologías eficientes, disminuyendo en consecuencia el consumo total de energía en los hogares colombianos. Se observa también en la Figura 10 que en el Escenario de Compromisos COP2026 aumentaría la demanda de electricidad en 18% en comparación con el Escenario TEJ alcanzando un total de 223 PJ. Esto, sin embargo, no contemplaría posibles limitantes en las velocidades de adopción, las necesidades de recambio tecnológico y de infraestructura en las construcciones colombianas, incluyendo sus implicaciones en edificaciones antiguas.



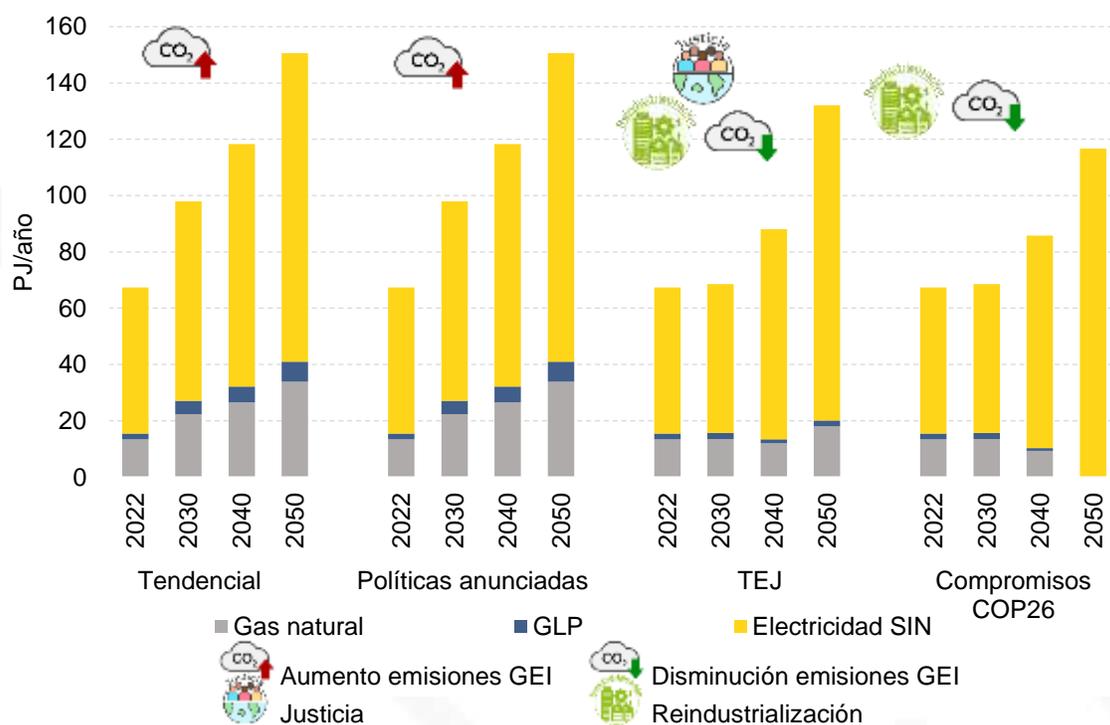
**Figura 10. Comparación de consumo de energía del sector residencial en diferentes escenarios**

Fuente: elaboración propia.

El sector terciario es actualmente el sector menos intensivo en consumo en energía, ya que las actividades comerciales y públicas consumen principalmente electricidad. En la simulación, la demanda de energía de este sector se simuló con base en el crecimiento económico y, por lo tanto, las fluctuaciones del escenario dependen de las proyecciones del PIB y de la implementación de nuevas tecnologías o mejoras en las eficiencias de las tecnologías existentes. En las medidas de eficiencia contempladas se incluyen también los distritos energéticos, como se describen en detalle en el documento “Potencial FNCER subnacional y estrategia de descarbonización” (Ministerio de Minas y Energía, 2023d).

La implementación del escenario TEJ resultó en ahorros de energía en comparación con los escenarios Tendencial y Políticas Anunciadas, a pesar de contar con un PIB mayor (crecimiento del PIB 4 %). Este comportamiento se debe a que se

consideran, adicional a las medidas de eficiencia energética contempladas en PROURE, políticas de electrificación de usos que actualmente se suplen con gas natural y GLP. El escenario TEJ alcanza una demanda de energía en 2050 de 130PJ. Por otra parte, en el escenario de descarbonización se lograría una reducción mayor en el consumo final debido a que se inicia el desmonte de usos de gas natural desde 2023. La sustitución progresiva de las tecnologías de gas natural que permitiría un ahorro en el consumo de gas natural de 10PJ en esta misma década, según lo muestra la Figura 11 para el escenario Compromisos COP 26. Este escenario alcanzaría una descarbonización total del sector sustituyendo los remanentes de tecnologías que usan gas natural por tecnologías eléctricas. Al igual que en el sector residencial, este escenario enfrentaría importantes desafíos para una posible materialización, pues supone intervenciones estructurales en todos los establecimientos comerciales y públicos del país, sin tener en cuenta tanto la velocidad de cambio tecnológico y las implicaciones en algunas edificaciones del país.



**Figura 11. Comparación de consumo de energía del sector terciario en diferentes escenarios**  
Fuente: elaboración propia

La evaluación de los resultados permite concluir que, de las propuestas de escenarios, el de TEJ se convierte en una apuesta con metas implementables, que además habilitan altos niveles de descarbonización sin perder de vista la justicia social y ambiental. Por otra parte, el nivel de cambio tecnológico que implicaría este escenario para el sector residencial y terciario se puede convertir en una oportunidad para la manufactura nacional. Como lo plantea el documento “Potencial FNCER subnacional y estrategia de descarbonización” (Ministerio de Minas y Energía, 2023d), la producción nacional estaría en posición de proveer tecnologías para la cocción, distritos térmicos y la adecuación de redes internas en hogares y negocios, entre otros componentes necesarios para la transformación de la infraestructura nacional en clave de electrificación. Por otra parte, los beneficios en la salud pública dentro del marco de justicia ambiental y social, serán una contribución especialmente para las mujeres del sector rural, por su rol histórico en la cocción de alimentos, tanto por medio del uso (ineficiente) de leña, como de gas natural y GLP, todos energéticos que están ligados con la presencia de contaminantes como el monóxido de carbono, el material particulado, el óxido nitroso, entre otros, además del CO<sub>2</sub> como principal GEI.



4

## **TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA EN LA OFERTA DE ENERGÍA**



## 4 Transición Energética Justa en la Oferta de energía

En este capítulo se analizan los requerimientos de cada energético para los diferentes escenarios considerados en este estudio. Inicialmente, se presenta un análisis de carbón, gas natural y derivados del petróleo, en comparación con los recursos disponibles, y las implicaciones para futuras exportaciones e importaciones. Posteriormente, se analizan los requerimientos de hidrógeno verde para abastecer tanto las necesidades internas del país como las metas de exportación. Finalmente, se presentan los requerimientos para el sector eléctrico, incluyendo la capacidad instalada de FNCER que se requerirá tanto para la demanda final de energía como para la producción de hidrógeno verde.

### 4.1 Carbón

El mercado de carbón colombiano es altamente dependiente de los mercados internacionales. Sin embargo, estos impactos son diferenciados para el carbón térmico y el carbón metalúrgico. Además, en los Diálogos Nacionales se identificaron diferentes preocupaciones de las comunidades y el sector minero respecto a la evolución de dichos mercados y sus impactos en el país. El recuadro 7 resume los principales mensajes recogidos. La inclusión de estos mensajes en el modelado de escenarios se detalla en el Anexo C.

#### Recuadro 7 – Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el carbón

- Necesidades de reconversión laboral de los trabajadores que hoy participan en la cadena del carbón térmico, y el adecuado manejo de los impactos sociales y ambientales que se esperan de la reducción en estas actividades.
- Se debe dar un trato diferenciado al carbón metalúrgico.
- se resalta la importancia de seguir descarbonizando las operaciones del sector minero por medio de diferentes alternativas de autogeneración de energía con FNCER, eficiencia en las operaciones, entre otros.
- las posibilidades de reconversión laboral y económica para las regiones carboneras, que incluye la agricultura y otros usos de la tierra, el turismo, migración a otros minerales y FNCER, según los potenciales de cada región.

En esta sección se plantean las posibles trayectorias de producción de carbón térmico y carbón metalúrgico colombiano, teniendo en cuenta tanto las condiciones de mercado internacional como las políticas internas de transición energética y reindustrialización. Las diferencias de supuestos entre este estudio y el PEN 2022-2052 se muestran en el Anexo A.

#### 4.1.1 Supuestos para el carbón térmico

A nivel mundial, la demanda de carbón cayó un 3 % en 2020 a causa de la pandemia de COVID-19, pero en 2022 ya registraba una recuperación, alcanzando una demanda máxima histórica por encima de 8000 Mt (IEA, 2022a). Sin embargo, la producción colombiana de carbón térmico no logró dicha recuperación después de la pandemia, pues la salida de Prodeco redujo la capacidad de producción del país. De hecho, incluso los escenarios más pesimistas para el carbón sobreestimaron la recuperación de la producción colombiana después de la pandemia (Huxham & Anwar, 2023). Los escenarios tendenciales internacionales plantean una demanda estable hasta 2025 (IEA, 2022b) y una reducción de dicha demanda entre el 50 % y 90 % para 2050 (IEA, 2022b). Consistentemente, se esperan precios entre 80-50 USD/t para 2030 y de 65-45 USD/t para 2050 (IEA, 2022c). Este panorama será determinante para el mercado colombiano de carbón térmico, con precios de equilibrio entre 60-80 USD/ton (NRGI, 2023).

En 2018 la UPME planteó los escenarios mineros para Colombia a 2035, que consideraban tres posibles trayectorias para el carbón térmico (UPME et al., 2018). Cinco años después, la evolución de la producción nacional da cuenta de que se está materializando el escenario pesimista (Divergencia), pasando de 100 Mt exportadas en 2017 a 55 Mt en 2022. La actualización de escenarios de carbón por parte de UPME y JTB Company (UPME & JTB Company, 2022) presenta varias alternativas posibles a 2028, en las que se puede esperar, en un escenario optimista, un leve aumento de la producción como resultado de eficiencia y optimización de operaciones de las minas actuales. Hoy no se cuenta a nivel nacional con escenarios de fuentes oficiales actualizados para el carbón más allá de 2028, por lo que en el presente estudio se consideran diferentes supuestos según las perspectivas internacionales, y se toman insumos de escenarios como los planteados por (Huxham & Anwar, 2023) para un escenario base y de descarbonización profunda mundial, alineado con los compromisos de la COP26. La Tabla 6 presenta los supuestos considerados para los escenarios de carbón

térmico. La comparación de supuestos con respecto al escenario de transición energética de la UPME se presenta en el anexo A.

**Tabla 6. Principales supuestos considerados en los diferentes escenarios de oferta de carbón térmico**

Periodo	Tendencial y políticas anunciadas	TEJ	Escenario compromisos COP26
2023-2030	Leve aumento en la producción de carbón hasta 2028, según lo contemplado en (UPME & JTB Company, 2022)	Se mantiene la producción actual hasta 2030.	Se supone que todos los países cumplen con los compromisos ante la COP 26, debido a esto, la caída acelerada de los precios del carbón a nivel mundial obliga al cierre anticipado de todas las minas en Colombia, según lo descrito por el escenario por debajo de dos grados centígrados presentado en el informe de Huxham & Anwar (2023).
2030-2040	Reducción drástica de la producción nacional con la salida de Cerrejón en 2034.	Reducción gradual de la producción como preparación a la salida de Cerrejón en 2034.	
2040-2050	Reducción gradual de la producción, como resultado de cambios en mercados internacionales. Renovación de título minero en La Loma en 2039 como resultado de un precio internacional favorable.	Reducción gradual de la producción, como resultado de la transición justa y anticipada en diferentes minas. No se considera renovación de título minero en La Loma, por lo que la producción cae por debajo de 5 Mt en 2050.	

Fuente: elaboración propia.

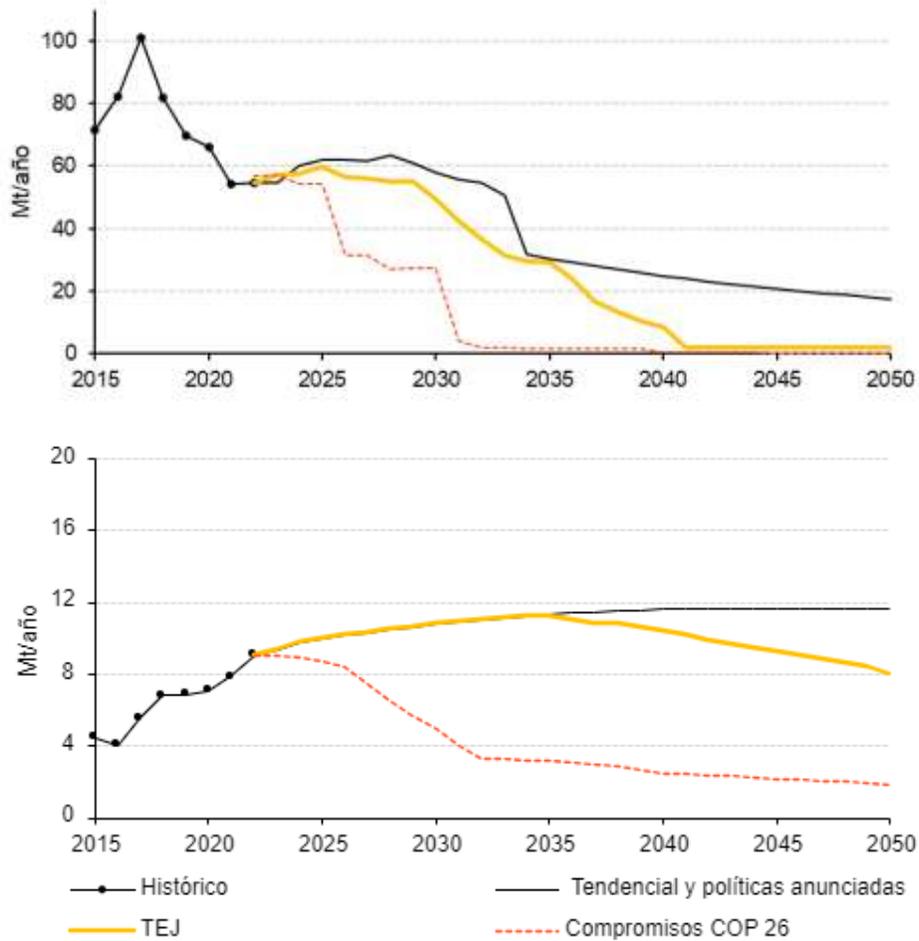
#### 4.1.2 Supuestos para el carbón metalúrgico

Contrario al carbón térmico, la producción anual de carbón metalúrgico en Colombia se ha duplicado en los últimos 7 años, alcanzando cerca de 9 Mt en 2022 (incluyendo el carbón necesario para la producción de coque). A nivel internacional,

se espera que la demanda de carbón metalúrgico en los próximos años se mantenga estable (IEA, 2022a). Para el caso colombiano, los escenarios planteados por la UPME para carbón metalúrgico en 2018 consideraban un escenario optimista (Escenario Coexistencia) con un potencial de producción de hasta 12 Mt/año (UPME, 2022c). Este escenario se está materializando antes de lo que se esperaba en ese momento, por lo que en el presente estudio se considera un escenario tendencial que alcanza una producción estable, mientras que el escenario TEJ, en donde hay una fuerte apuesta por la reindustrialización, la producción decrece lentamente después de 2035, alcanzando en 2050 valores de producción similares a los actuales, en consistencia con las tendencias de estabilización que se esperan a nivel mundial. En todos los casos se considera que el 80 % de la producción se exporta en forma de coque, un subproducto industrial del carbón metalúrgico, y se utiliza para fabricación de otros productos con valor agregado, como el acero, mientras que el restante se exporta como carbón metalúrgico sin procesar. Al respecto, cabe resaltar que se propende minimizar el carbón metalúrgico que se exporta sin procesar, considerando las apuestas del sector de coquización por desarrollar cadenas de valor ligadas a esta materia prima. Finalmente, en el escenario consistente con la carbono-neutralidad (Compromisos COP26), se espera una estabilización de la demanda de acero como resultado de procesos de reciclaje y reutilización a nivel mundial, y una reducción en la demanda de coque para la producción de acero, como resultado del despliegue de nuevas tecnologías como el acero verde (Huxham & Anwar, 2023).

#### 4.1.3 Resultados para el carbón

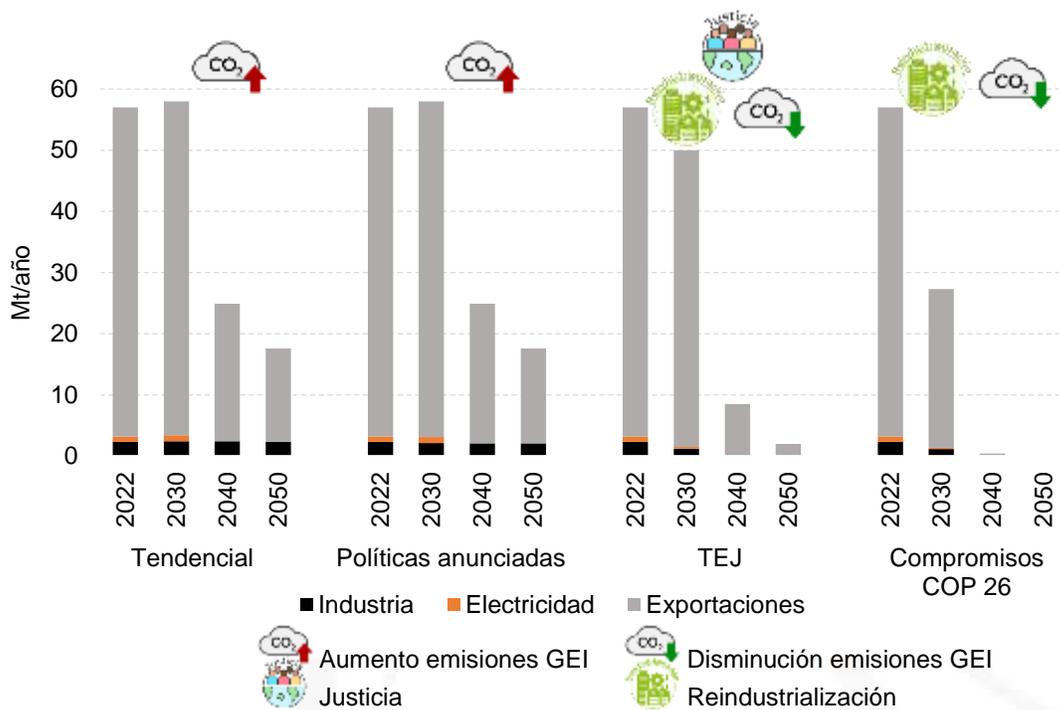
Las trayectorias para carbón térmico y metalúrgico, según los supuestos anteriores, se muestran en la Figura 12. Para el carbón térmico la extracción se ubicaría en 2030 entre 25-60 Mt/año. A partir de este año, en todos los escenarios se reduciría la demanda mundial, por lo que a 2050 se habrían reducido los volúmenes de extracción entre 66 % y 90 % con respecto a 2022. Para el carbón metalúrgico se tiene mayor incertidumbre, pues si bien en el corto plazo se espera un aumento y estabilización en la producción, es posible que a 2050 la producción se reduzca en un 78 % con respecto a los valores actuales.



**Figura 12. Escenarios de producción de carbón térmico y metalúrgico**  
Fuente: elaboración propia

La Figura 13 compara los resultados de demanda interna y potencial de exportación de carbón térmico. En los escenarios Tendencial y Políticas Anunciadas se mantendría hasta 2050 un consumo aproximado de 2,3 Mt de carbón térmico en la industria. Para la generación de electricidad con termoeléctricas a carbón, los resultados del modelo muestran que se dejaría de producir energía con estas plantas a partir de 2040 debido a los altos costos en comparación con otras fuentes. Dados los supuestos de optimización de la producción, en los escenarios Tendencial y Políticas Anunciadas habría un aumento leve en las exportaciones para 2030, alcanzando 55 Mt, y una acelerada reducción a partir de ese año, alcanzando 15 Mt en 2050. En el Escenario de Transición Energética Justa (TEJ) el

carbón saldría de la industria (debido a los crecientes costos relativos de uso generados por la entrada en vigor del impuesto al carbono) y de la generación de electricidad en 2035 (cuando se acaban las últimas obligaciones de energía firme de termoeléctricas a carbón), y las exportaciones se reducen de forma acelerada alcanzando 8 Mt en 2040 y 2 Mt en 2050. Finalmente, en el escenario alineado con los compromisos de carbono-neutralidad (Escenario Compromisos COP26) las exportaciones se reducirían en un 55 % para 2030, y el mercado internacional para Colombia desaparecería para 2040, considerando que en dicho escenario que no solo Colombia trataría de cumplir sus metas climáticas, sino que los demás países también lo harían.

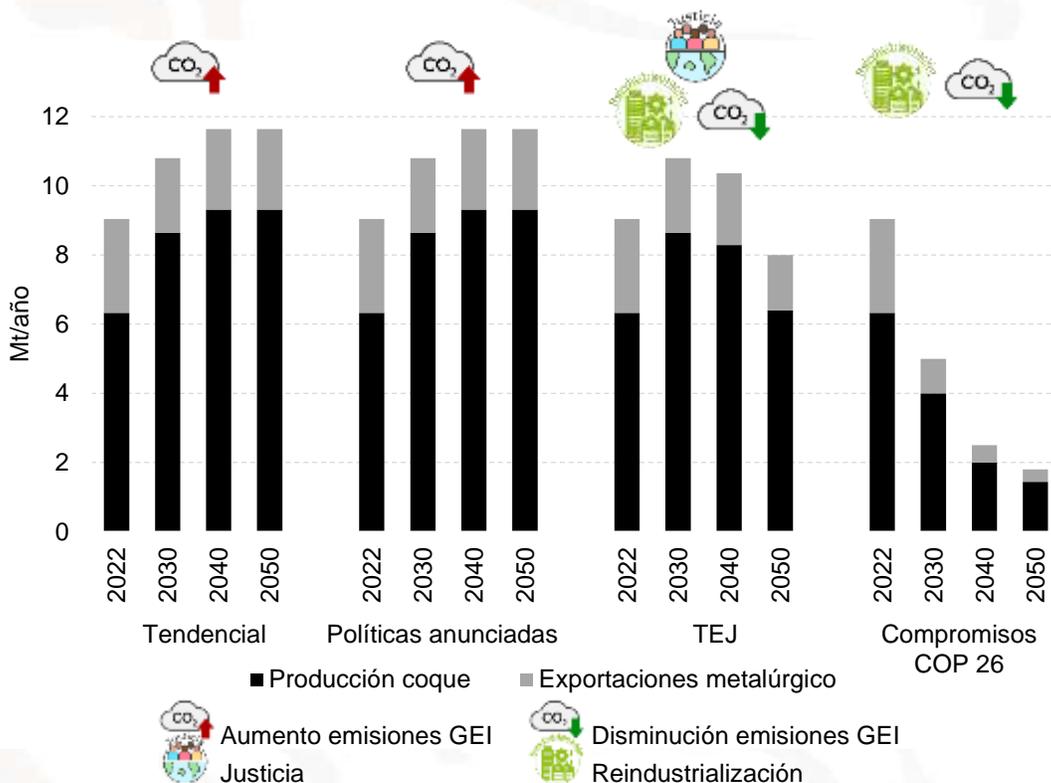


**Figura 13. Resultados de oferta, demanda interna y exportaciones de carbón térmico ante diferentes escenarios**

Fuente: elaboración propia.

Para el carbón metalúrgico se observa cómo, según los supuestos considerados, el carbón se destinaría en su mayoría para la producción de coque (ver Figura 14). En 2021 la industria nacional demandó menos de 1 Mt/año de coque. Ante un

escenario de reindustrialización y fortalecimiento de la industria siderúrgica, la demanda nacional de coque podría crecer; sin embargo, se espera que la gran mayoría de la producción de este producto procesado elaborado con base en carbón metalúrgico siga siendo para exportación.



**Figura 14. Resultados de oferta, demanda interna y exportaciones de carbón metalúrgico ante diferentes escenarios**

Fuente: elaboración propia.

Los escenarios de carbón térmico y metalúrgico presentan diferentes perspectivas para una transición justa apoyada en una economía reindustrializada y diversificada. Por un lado, dado que la industria nacional y las termoeléctricas del interior del país se abastecen en su mayoría de producción de carbón a pequeña escala, sería necesario alinear los planes de transición justa y salida de carbón en toda esta cadena de abastecimiento. Los impactos de la salida de carbón térmico se extienden más allá de los empleos directos en minería, por lo que la TEJ deberá contemplar empleos indirectos en toda la cadena, efectos en precios para las pequeñas y medianas industrias, impactos en la competitividad de estas, entre

otros. Por otro lado, apostar por una migración a gran escala de empleos del carbón térmico hacia carbón metalúrgico podría ser riesgoso, toda vez que este segundo sector también enfrenta posibilidades de decrecimiento en la demanda en el largo plazo. De esa manera, se puede anticipar que una solución estructural sería necesaria en ambos casos. Como se detalló anteriormente, la reindustrialización de otros sectores de la economía puede representar una oportunidad para este fin.

## 4.2 Gas natural

El gas natural tiene un rol fundamental en la transición justa en algunos sectores estratégicos de difícil descarbonización, y en los que no es factible implementar una electrificación directa. En esta sección se analiza el potencial de producción de gas natural según los recursos disponibles con que cuenta el país, en comparación con los resultados de la demanda de gas natural en los diferentes sectores y escenarios. Algunos de los principales mensajes recogidos en los Diálogos Nacionales se resumen en el Recuadro 8; los detalles de su inclusión en el modelado se presentan en el Anexo C.

### Recuadro 8 – Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el gas natural



- Desde la industria de hidrocarburos se recomienda:
- *Aprovechar los recursos de gas natural que tiene Colombia, lo cual parte de considerar el gas como un elemento de transición.*
- *Producción de agroquímicos con gas para fortalecer el desarrollo agropecuario.*
- *Mejorar la infraestructura e impulsar un mercado competitivo para el transporte de gas.*
- Desde la sociedad civil se recomienda “No considerar el gas como un energético de transición, ya que esto va en contravía de las metas de carbono-neutralidad”
- Ambas posiciones se consideraron en escenarios diferentes (Ver Anexo C).

#### 4.2.1 Supuestos para el gas natural

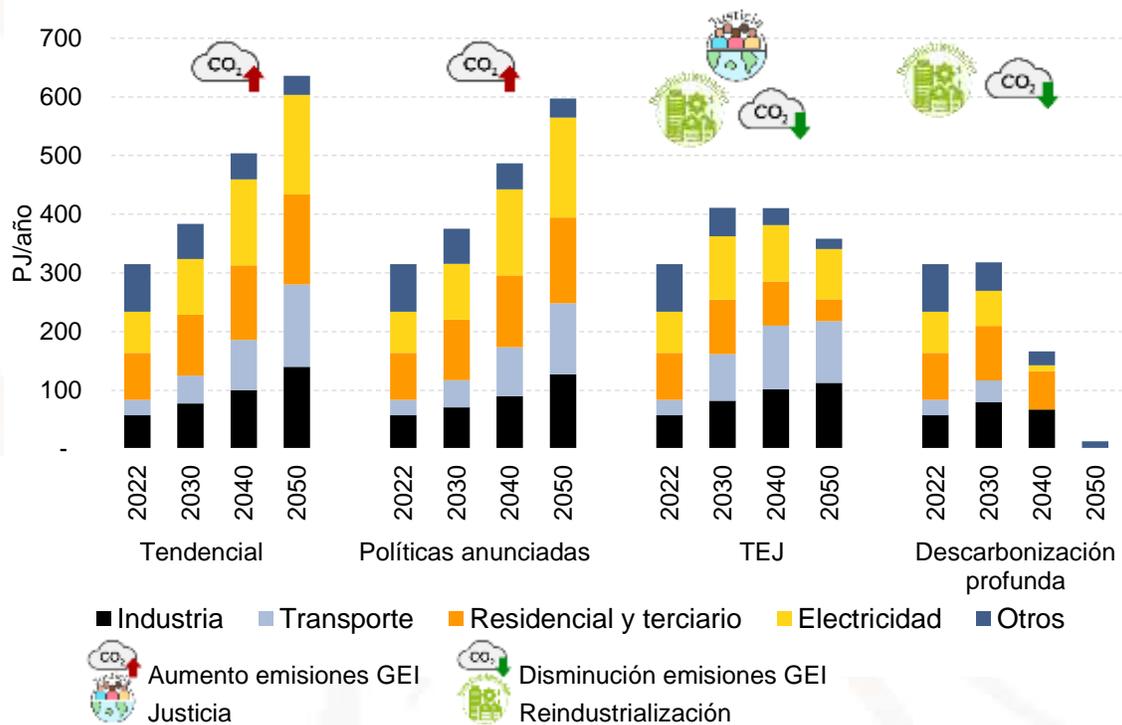
Como se menciona en el diagnóstico base para la TEJ (Ministerio de Minas y Energía, 2023a), a nivel internacional se espera que la demanda de gas natural aumente levemente en esta década, y se mantenga estable entre 2030 y 2050 en un escenario tendencial (IEA, 2022c). Ante un escenario consistente con la descarbonización, se espera una reducción de la demanda de gas natural de hasta un 70 % para 2050 (IEA, 2021). Sin embargo, para un país como Colombia el gas natural tiene un papel crucial en la transición energética. Actualmente el país autoabastece el 95 % del consumo de gas natural, con unas importaciones de entre 6 y 10 Gpc anuales (UPME, 2022a) principalmente para dar respaldo a las termoeléctricas a gas. Ante un escenario tendencial de crecimiento de la demanda de gas natural para diferentes usos, y teniendo en cuenta la declaración de producción hasta 2028, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028 (PAGN) estima que las importaciones de gas natural aumentarían en los próximos años (UPME, 2020a).

Para los escenarios que se presentan en este estudio, se consideran entonces las proyecciones de reservas reportadas por la ANH (2023). En los diferentes planes energéticos nacionales que presenta la UPME se han considerado, como ejercicios de prospectiva, proyecciones de posibles aumentos en la producción de gas natural como resultado de la incorporación de nuevos recursos (UPME, 2023a). Dichas proyecciones se hacen a partir de análisis probabilísticos, y enmarcados en diferentes metodologías internacionales. Las diferencias entre los escenarios del PEN 2022-2052 y los supuestos del presente estudio se detallan en el anexo A.

#### 4.2.2 Resultados para el gas natural

En la Figura 15 se muestra la comparación de la demanda por sector ante los diferentes escenarios. Consistente con lo descrito anteriormente, en el Escenario de Políticas Declaradas se presentaría una reducción de consumo con respecto al tendencial principalmente debido a las políticas de eficiencia energética en curso: sin embargo, la demanda crecería en el tiempo en todos los sectores. En el Escenario TEJ se lograría una reducción en la demanda final en los sectores residencial e industrial a partir de 2040. Sin embargo, para garantizar el respaldo al sistema eléctrico y atender el crecimiento del transporte de carga debido a la reindustrialización, la demanda de estos dos sectores crecería. En el sector

petrolero (otros usos) se requeriría una optimización en la utilización de gas natural desde esta década, por medio de las diferentes medidas que se contemplan en el PIGCCme, muchas de las cuales ya se encuentran en implementación. En el escenario alineado con la descarbonización profunda (Escenario COP26) se tendría que iniciar en 2023 con el desmonte del uso de gas natural de uso domiciliario, lo que iría en contravía de la meta del actual Plan Nacional de Desarrollo de aumentar la cobertura de gas en 1,5 millones de nuevos usuarios residenciales (Ley 2294 de 2023, 2023). Además, sería necesario limitar la venta y reconversión de vehículos a gas e implementar tecnologías más eficientes para el aprovechamiento de este combustible tanto en usos de calor directo como de calor, por medio de medidas más estrictas como prohibiciones o mandatos.

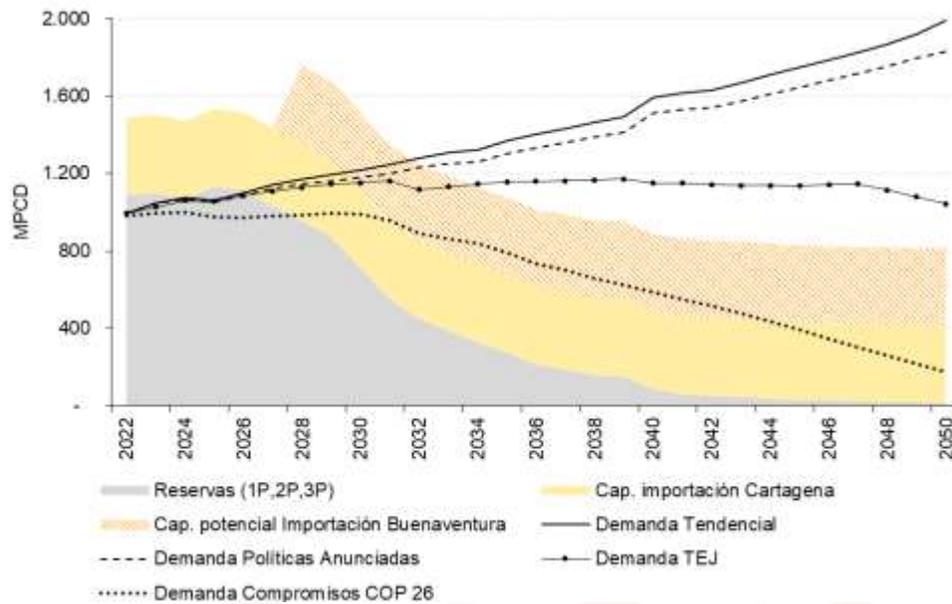


**Figura 15. Comparación de la demanda final de gas natural por sector en diferentes escenarios**

Fuente: elaboración propia

En la Figura 16 se muestra la demanda de gas natural esperada en los diferentes escenarios, en comparación con las reservas de gas reportadas por la ANH y la capacidad actual de importación. Los escenarios Tendencial y Políticas Declaradas,

tendrían un crecimiento de la demanda de gas natural consistente con el escenario de demanda media presentado en el plan de abastecimiento de gas natural de la UPME (2020a), alcanzando alrededor de 1300 Mpcd en 2034, que corresponde a un aumento del 30 % con respecto a 2022. En adelante, el Escenario Tendencial tendría una demanda creciente que se duplicaría para 2050 con respecto al valor actual. En el Escenario de Políticas Declaradas, la demanda en 2050 sería un 8% inferior a la del Escenario Tendencial, como consecuencia de las medidas de eficiencia energética en los diferentes sectores. En el Escenario TEJ habría un crecimiento a una menor tasa que en el Escenario Tendencial, alcanzando aproximadamente 1160 Mpcd en 2030. Entre 2030 y 2045 se mantendría una demanda estable, con un promedio de 1150 Mpcd. Hacia el final del periodo empezaría el decrecimiento en la demanda, alcanzando 1050 Mpcd en 2050. En el escenario alineado con la descarbonización profunda (Escenario COP26) habría una demanda estable de gas natural en los próximos años, y una reducción continua de la demanda de gas natural a partir de 2030.



(a)



(b)

**Figura 16. (a) Balance de producción esperada de gas natural en comparación con la demanda estimada en los diferentes escenarios. (b) Recursos contingentes de gas natural costa adentro & costa afuera 2022.**

Fuente: (a) elaboración propia, (b) (ANH, 2023)

Ante estos resultados, y de manera consistente con lo que presenta la UPME en el plan de abastecimiento de gas natural (UPME, 2020a), a menos de que los hallazgos actuales de yacimientos de gas natural se conviertan en reservas o se tomen medidas adicionales para reducir el consumo de gas, el país requeriría importaciones crecientes de gas natural en los próximos años. Para minimizar esto, la política pública puede considerar, en primer lugar, materializar recursos contingentes de gas natural tanto costa adentro como costa afuera (ver figura 16(b)), y avanzar en diferentes políticas para la gestión estratégica de las reservas y recursos. Cabe resaltar que, según el más reciente reporte de ANH, los recursos contingentes se estiman en 5803 Gpc, un valor superior al reportado para reservas (4211) (ANH, 2023). Esto es un factor importante por considerar en la política del Gobierno, para habilitar que los recursos contingentes puedan convertirse en reservas. En segundo lugar, el país podría avanzar en alternativas para evitar crecimientos drásticos en la demanda total de gas natural en el mediano plazo, promoviendo alternativas para la sustitución de usos en el largo plazo.

### 4.3 Petróleo y derivados

Similar al gas natural, en esta sección se analiza el potencial de producción de petróleo según los recursos disponibles en el país, la capacidad de abastecimiento de combustibles derivados del petróleo, en comparación con la demanda estimada ante los diferentes escenarios. Además, se tienen en cuenta las recomendaciones

que surgieron en los Diálogos Nacionales para este sector (ver Recuadro 9). La inclusión de estas recomendaciones en el modelado de escenarios se presenta en el Anexo C.

#### Recuadro 9 – Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el petróleo

- Existe una alta vulnerabilidad del mercado de exportaciones de petróleo colombiano ante los cambios de precios internacionales, que se evidenciaron, por ejemplo, en la caída en la producción nacional durante la pandemia de COVID-19.
- Se debe invertir en propuestas de desarrollo para los municipios que son potencia para nuevas economías, fortalecer la participación de los jóvenes en los municipios que dependen de la extracción de petróleo.
- Se deben implementar programas de competitividad en las industrias colombianas para poder reemplazar los ingresos generados por la exportación de hidrocarburos.

#### 4.3.1 Supuestos para el petróleo y derivados

A nivel mundial, los escenarios planteados por la industria petrolera estiman que, según las tendencias actuales, la demanda pico de petróleo se podría alcanzar antes de 2030 (BP, 2023). A partir de este año, la demanda sería relativamente estable en un escenario tendencial, alcanzando alrededor de 100 Mbd en 2050. Sin embargo, ante las diferentes políticas de descarbonización a nivel mundial y la aceleración de la entrada de electromovilidad, dicha demanda podría reducirse drásticamente en otros escenarios, alcanzando entre 60 y 20 Mbd en 2050 (IEA, 2022c).

Como se detalla en el Diagnóstico base para la TEJ (Ministerio de Minas y Energía, 2023a), en el periodo 2006 a 2021 Colombia exportó un 61% de la extracción primaria petróleo, mientras que el 39% fue destinado a procesos de refinación. Sin embargo, las exportaciones de crudo han mantenido una tendencia decreciente desde 2014, como resultado del declive de los campos existentes. Por otro lado, actualmente el país consume alrededor de 380 Kbd de derivados del petróleo, destinados en su mayoría para el sector transporte. Este consumo es ligeramente

inferior a la capacidad máxima de refinación del país con 419 kbd. A pesar de esto, el país importó en 2022 el 27 % del consumo de combustibles líquidos, principalmente gasolina de alto octanaje, con el propósito de mejorar la calidad de los combustibles de consumo nacional para cumplir con los estándares de calidad exigidos en la regulación actual, para actividades puntuales mineras y mantenimiento de las refinerías.

Adicional a lo anterior, el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (UPME, 2021b) estima que a partir de 2030 el país tendría que importar crudo para abastecer las refinerías. Dichas importaciones se darían en un escenario tendencial de aumento de la demanda de combustibles líquidos, principalmente para el transporte, y ante el panorama de agotamiento de los pozos petroleros en producción y la baja inversión en exploración que se presentó en el país entre 2015 y 2021. En el presente estudio, para todos los escenarios se tienen en cuenta la proyección de agotamiento de reservas y recursos planteada por la UPME en el PIACL (UPME, 2021b), teniendo en cuenta las reservas (1P, 2P y 3P), y los recursos contingentes. En el presente estudio no se consideran los recursos prospectivos de yacimientos no convencionales. Las diferencias entre los escenarios del PEN 2022-2052 y los supuestos del presente estudio se detallan en el Anexo A.

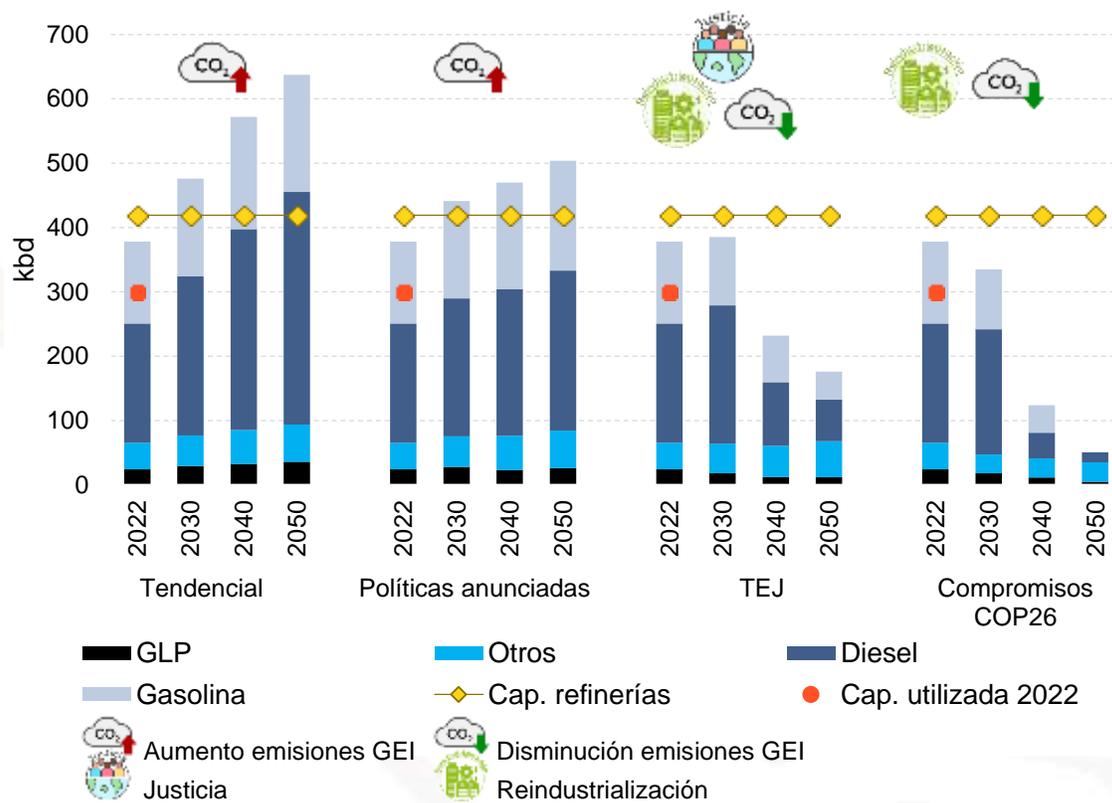
### 4.3.2 Resultados para petróleo y derivados

La Figura 17 muestra la demanda estimada de combustibles derivados del petróleo en los diferentes escenarios. En el escenario Tendencial, el consumo aumentaría en un 70% para 2050. En el Escenario de Políticas Declaradas el crecimiento sería inferior como resultado de los planes en marcha para electrificación del transporte público masivo, que permitirían reducir principalmente el consumo de diésel. Consistente con el plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos, las importaciones en ambos escenarios serían cada vez mayores a partir de 2023 (UPME, 2021b).

En el Escenario de Transición Energética Justa, las políticas apuntarían a movilidad sostenible y cambio modal hacia transporte público masivo y movilidad no motorizada, electrificación de la flota tanto en ventas como en reconversión de parque existente, entre otras que se mencionaron en las secciones anteriores. De esa manera, se lograría estabilizar la demanda de combustibles líquidos para 2030 e iniciar una reducción a partir de ese año. Con el despliegue masivo de la electromovilidad y la entrada de alternativas como el hidrógeno verde y el gas

natural para carga pesada, se lograría una reducción del 50 % en la demanda de combustibles derivados del petróleo para 2050.

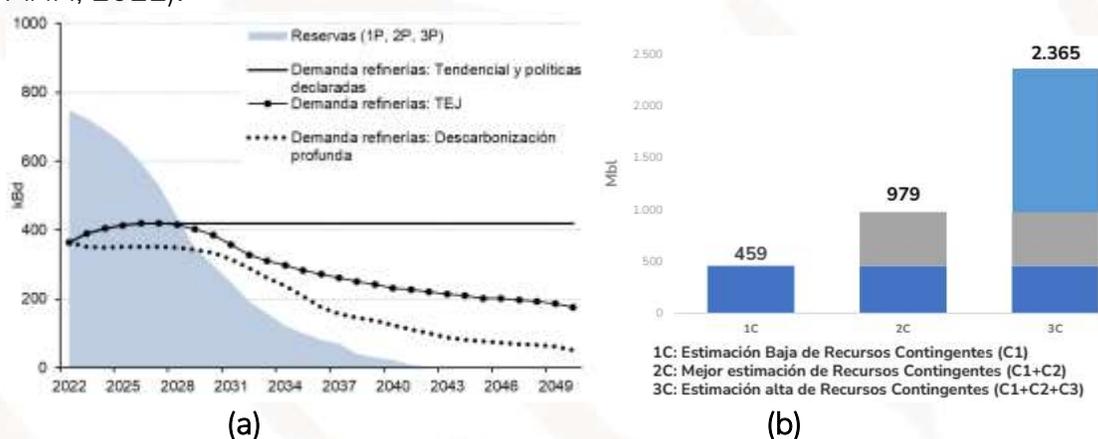
En el escenario alineado con la descarbonización profunda (Compromisos COP26) se requeriría avanzar hacia una reducción acelerada de la demanda de combustibles, considerando: i) limitar estrictamente la venta de vehículos de combustión interna a partir de 2035, ii) acelerar los programas de reconversión y reposición de flota para electrificación, de forma masiva entre 2023 y 2030 para limitar el aumento de la demanda de combustibles fósiles y iii) iniciar el desmonte de uso de GLP domiciliario y en el sector terciario, contrario a los planes actuales de sustitución de leña. Ante estas medidas, se alcanzaría una demanda de combustibles líquidos equivalente al 10 % del valor actual, principalmente para transporte aéreo.



**Figura 17. Consumo aproximado de combustibles derivados del petróleo en diferentes escenarios, en comparación con la capacidad de carga de las refineries<sup>3</sup>**

Fuente: elaboración propia

Adicional a las necesidades de importar combustibles para el transporte, ante posibles agotamientos de los pozos en producción, existiría el riesgo de importación de crudo para alimentar la carga necesaria de las refinerías, como se muestra en la Figura 18(a). Sin embargo, en los escenarios de Transición Energética Justa (TEJ) y de descarbonización profunda (COP26), dichas importaciones serían inferiores a las que se requerirían en los escenarios Tendencial y Políticas Anunciadas. Cabe resaltar inversiones en exploración que se realizaron en 2022, tardarían en promedio 8,6 años en arrojar resultados y, en caso de contar con un hallazgo, 2,7 años adicionales para entrar en comerciabilidad (Ministerio de Minas y Energía & ANH, 2022).



**Figura 18. (a) Balance de producción esperada de crudo y demanda de las refinerías ante diferentes escenarios. (b) Recursos contingentes de petróleo**

Fuente: (a) elaboración propia, (b) (ANH, 2023)

Sin embargo, a pesar de que en los últimos años no se han adicionado grandes reservas a partir de nuevos descubrimientos, las políticas como el recobro mejorado permitieron mantener un indicador de reservas/producción creciente entre 2016 y 2021. Adicionalmente, según el último reporte de ANH (ANH, 2023), el país cuenta con un aproximado de 2365 Mbl en recursos contingentes de petróleo. Para mantener la autosuficiencia energética, la política pública debe promover la materialización de estos recursos en reservas, pues son necesarios para el abastecimiento del país (ver figura 18(b)).

Con la reducción en la demanda de crudo para las refinerías que ocurriría en los escenarios de Transición Energética Justa y de descarbonización profunda

(Compromisos COP26), se abre una oportunidad para transformar y diversificar la producción con nuevos productos para la transición energética, como hidrógeno verde, SAF, diésel sostenible, entre otros. Además, se debe evaluar la viabilidad de aprovechar la infraestructura de transporte de crudo por oleoductos, para el transporte de nuevos energéticos o sus mezclas, con el fin de promover y contribuir la reindustrialización, a la vez que se contribuye al proceso de descarbonización de la matriz energética colombiana y se asegura la soberanía durante la consolidación de la Transición Energética Justa. Finalmente, tanto los sectores de oferta como de demanda de petróleo y derivados deberán estar preparados para afrontar de forma justa no solo los retos climáticos, sino los retos de abastecimiento de combustibles, y sus impactos económicos y fiscales.

## 4.4 Hidrógeno

El hidrógeno se ha convertido en un vector energético con relevancia en el contexto de la transición energética a nivel mundial, y su incorporación a la matriz energética de Colombia se presenta como una oportunidad estratégica para la descarbonización de la economía. Por lo tanto, en esta sección se plantean las estrategias que pueden utilizarse para la generación de políticas públicas para la producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno verde en el país.

### 4.4.1 Supuestos para el hidrógeno

La producción de hidrógeno se lleva a cabo mediante diversos procesos, los cuales se clasifican por colores según la fuente de energía y el método de obtención empleados, como se detalla en (Ministerio de Minas y Energía, 2023d). Hoy en día, más del 90% del hidrógeno producido es a partir de hidrocarburos (gris) mediante reformado (Prinzhofer et al., 2019). Sin embargo, en este estudio no se consideran procesos de producción de hidrógeno que emitan emisiones o utilicen como fuente de energía un combustible fósil, por lo que se supone una migración de la actual producción hacia una producción verde, y una producción futura sólo a partir de FNCER, pues las limitadas capacidades de CCUS se priorizan para otros usos de difícil descarbonización.

El hidrógeno puede ser utilizado como energético o insumo en sectores como transporte e industria, pero su capacidad de reemplazar total o parcialmente a los combustibles fósiles depende de cada proceso en particular. Como se detalla en el

diagnóstico para la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa (Ministerio de Minas y Energía, 2023a), los usos más competitivos del hidrógeno actualmente incluyen los procesos de producción de acero, las industrias emergentes como la producción de combustibles sintéticos, SAF y la producción de fertilizantes.

Por otra parte, el uso del hidrógeno en el transporte presenta diversos retos que deben ser abordados para su implementación, relacionados principalmente con infraestructura de abastecimiento y costos de los vehículos (Ishaq et al., 2022), por lo que se espera que la inclusión a gran escala del hidrogeno en el transporte se de en el largo plazo, y principalmente en vehículos pesados. Finalmente, aunque existen pilotos y experimentación para la mezcla de hidrógeno con gas natural en gaseoductos (Energinet & Danish Gas Technology Centre, 2020), debido al pequeño tamaño de la molécula y sus propiedades físicas, se han encontrado riesgos potenciales para la seguridad de las tuberías (Cristello et al., 2023). Además, el uso de hidrogeno en mezclas superiores al 5 % pueden generar inconvenientes en los equipos de uso final (Cristello et al., 2023; Topolski et al., 2022).

Países como Alemania, Australia y Japón están impulsando iniciativas para desarrollar la economía del hidrógeno verde, y se espera que el mercado global de hidrógeno experimente un crecimiento significativo en los próximos años (GIZ Colombia, 2023). En este contexto, Colombia puede aprovechar sus abundantes recursos renovables y su experiencia en la producción de energía para embarcarse en el desarrollo de una industria del hidrógeno verde que contribuya a la descarbonización de su economía y a la generación de empleo y oportunidades de desarrollo sostenible.

Considerando lo mencionado anteriormente, en marco de la construcción de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa, se plantean los siguientes ejes estratégicos en el Recuadro 10.

## Recuadro 10 – Ejes estratégicos de la Transición Energética Justa para el hidrógeno

### **i. Preparación e impulso de políticas públicas para acelerar la incorporación de hidrógeno en el país:**

- Desarrollar regulaciones y normativas específicas que promuevan la producción, almacenamiento, distribución y uso seguro del hidrógeno verde, teniendo en cuenta estándares internacionales y considerando las particularidades del contexto colombiano.
- Establecer un sistema de registro de proyectos de producción de hidrógeno verde, similar al registro de proyectos de generación de energía eléctrica, con el objetivo de hacer seguimiento a los proyectos.
- Establecer mecanismos de financiamiento para la capacitación y formación de profesionales especializados en tecnologías de hidrógeno verde, fortaleciendo así la capacidad técnica y el capital humano necesario para la transición energética.
- Establecer alianzas estratégicas con organismos internacionales, centros de investigación y empresas líderes en el ámbito del hidrógeno verde, para acceder a conocimientos especializados, mejores prácticas y oportunidades de cooperación en proyectos conjuntos.

### **ii. Impulso a la producción de hidrógeno verde para insumos industriales:**

- Establecer las tecnologías de producción de hidrógeno verde que son viables técnica, económica, social y ambientalmente para la producción de insumos para producción de fertilizantes, SAF y sustitución de hidrógeno gris en las refinerías.
- Implementación de plantas de producción de hidrógeno verde en zonas cercanas a las áreas de producción de fertilizantes, refinerías y otras industrias intensivas en energía.

### **iii. Desarrollo de una cadena de valor del hidrógeno verde para exportación:**

- Establecer acuerdos bilaterales y multilaterales para promover la exportación de hidrógeno verde, aprovechando la ubicación geográfica estratégica de Colombia y su potencial de generación de energía renovable.
- Desarrollar infraestructura de exportación, como terminales de almacenamiento y estaciones de carga, para facilitar el transporte eficiente y seguro del hidrógeno verde hacia los mercados internacionales.
- Establecer mecanismos de certificación y trazabilidad del hidrógeno verde producido en Colombia, garantizando su calidad y sostenibilidad, lo que aumentaría su demanda y competitividad en los mercados internacionales.

**iv. Uso directo del hidrógeno verde como energético en el sector transporte y el sector industrial:**

- Promover la adopción de vehículos de hidrógeno en el transporte público y privado, a través de incentivos fiscales, la expansión de la infraestructura de carga de hidrógeno y la implementación de programas de renovación de flotas.
- Adaptación de tecnologías de hidrógeno verde en el sector industrial, fomentando su uso directo como fuente de energía limpia en procesos productivos.
- Implementación de *blending* de hidrógeno verde con gas natural para el uso en algunas industrias en las que se pueda realizar la producción de hidrógeno cerca a los centros de consumo.

Se abordaron diversos supuestos en cuanto al uso del hidrógeno verde en la demanda interna, enfocándose especialmente en los sectores de consumo final, como el transporte y la industria. No obstante, también se han considerado otros aspectos relevantes, como la exportación de hidrógeno verde y derivados, y la transición de hidrógeno gris a hidrógeno verde en las refinerías.

En el caso de la exportación, se llevó a cabo un análisis exhaustivo de la demanda interna en Colombia y se evaluó la posibilidad de exportar a países aliados estratégicos. Entre ellos, se identificaron a Alemania, Corea del Sur y Japón como países con una alta demanda de hidrógeno verde y que podrían convertirse en importantes socios comerciales (GIZ Colombia, 2023). Se propone que Colombia, con su potencial de exportación de hidrógeno verde a bajo costo, suministre al menos el 1 % de la demanda de exportación de estos países (Cobo, 2022; GIZ Colombia, 2023). Esta propuesta se basa en el reconocimiento de la necesidad energética de estas naciones y en la ventaja competitiva que representa la producción de hidrógeno verde en Colombia.

Por otro lado, se ha planteado una ambiciosa meta para las refinerías del país. Se propone que para 2030, el 50 % de la demanda de hidrógeno en las refinerías sea abastecida con hidrógeno verde, y que esta proporción aumente progresivamente hasta alcanzar un suministro del 100 % para 2050. Esta transición hacia el hidrógeno verde en las refinerías sería crucial para reducir las emisiones de GEI asociadas a la producción de hidrógeno gris hoy requerida para producir

combustibles y petroquímicos, contribuyendo así a los objetivos de sostenibilidad y descarbonización del país.

#### 4.4.2 Resultados para el hidrógeno

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno es un energético fundamental para la transición energética en algunos sectores estratégicos de difícil descarbonización. En la Figura 19 se presenta la evolución de la demanda de hidrogeno verde para el sector transporte y el sector industrial en el escenario TEJ, además se evidencia la demanda de hidrogeno verde en las refinerías y la producción que se espera se tenga para exportación.

En el escenario TEJ, el periodo entre 2023 y 2030 sería un periodo clave para sentar las bases para el despliegue de hidrógeno verde, por lo que implicaría una demanda inicialmente baja de este energético. Durante esta etapa, se necesitaría un enfoque estratégico que incluya la implementación de regulaciones y políticas adecuadas para la producción, almacenamiento y distribución tanto a nivel nacional como internacional. Sería además crucial para establecer acuerdos de cooperación con socios internacionales que faciliten el despliegue de plantas de producción, así como la creación de una infraestructura eficiente y segura para la comercialización del hidrógeno verde y derivados. Además, hacia finales de la década, aumentaría la demanda a niveles de entre 50 y 200 kt (6 y 24 PJ) por parte de sectores clave de la industria, como la producción de fertilizantes, combustibles sintéticos y bioenergía. La disponibilidad de hidrógeno verde sería fundamental en este periodo, requiriendo una estrecha colaboración entre el sector público y privado para impulsar su producción y garantizar un suministro confiable y asequible.

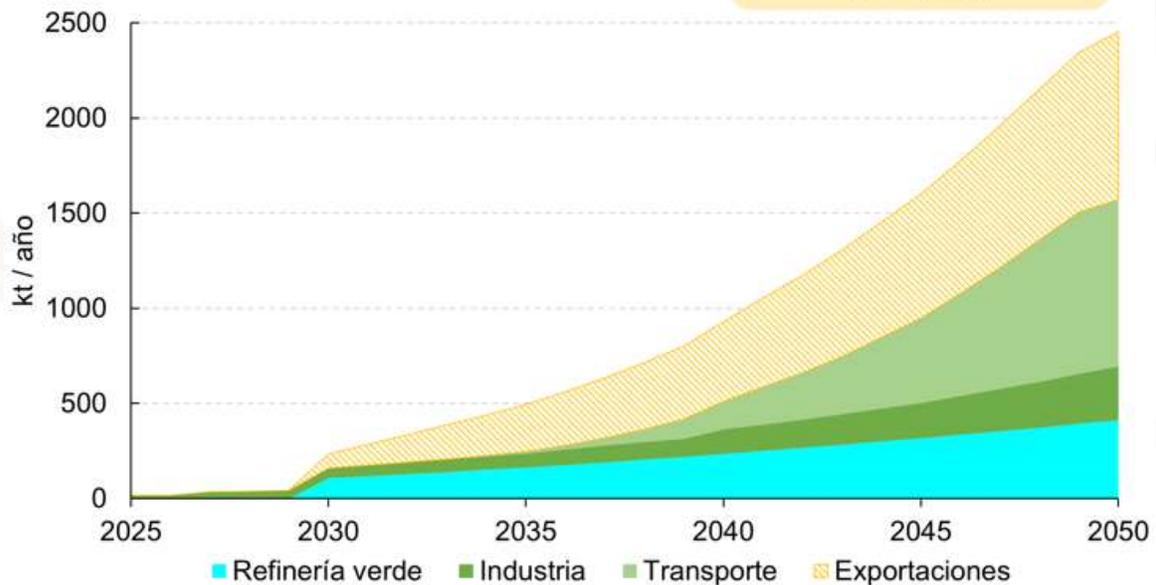
Durante el periodo comprendido entre 2030 y 2040 se daría un auge en la demanda de hidrógeno verde en Colombia. Las refinerías se posicionarían como principales consumidores de hidrógeno verde en el país, con el objetivo de que el 50 % de su demanda transite de hidrógeno gris a hidrógeno verde. Además, las industrias de fertilizantes, combustibles sintéticos y SAF comenzarían a consolidarse. Por otra parte, se daría inicio al uso de hidrógeno verde en diferentes sectores industriales a través de mezcla con gas natural y uso directo para procesos de calentamiento directo e indirecto pasando a consumir de 50 kt en 2030 a 130 kt al final de la década. Asimismo, en este periodo se iniciaría la venta de vehículos pesados de carga y pasajeros generando una flota de 30.000 vehículos de hidrógeno en el país, obteniendo consumo de 145 kt en 2040. Por otra parte, en

los 2030s iniciarían las exportaciones de hidrógeno verde y derivados, representando el 45 % de la producción total del país. Es importante destacar que las exportaciones dependerán de los acuerdos comerciales establecidos con países interesados en importar hidrógeno verde en los 2020s, así como de la infraestructura necesaria para su transporte, considerando las posibles pérdidas durante el proceso de conversión y los diferentes métodos de transporte, como el amoníaco, metanol o comprimido.

En la siguiente década, comprendida entre 2040 y 2050, se daría un significativo aumento en la demanda interna de hidrógeno verde en Colombia, impulsado principalmente por las ventas de vehículos. Para 2050 la flota de vehículos de hidrógeno alcanzaría aproximadamente las 220.000 unidades, generando una demanda interna de 872 kt. Esto posicionaría al sector del transporte como el mayor consumidor de hidrógeno en el país. Por otro lado, las refinerías experimentarían un importante avance en su transición hacia el uso de hidrógeno verde, logrando que el 100 % de su demanda sea cubierta por este tipo de hidrógeno, lo que representa un consumo de 412 kt para 2050. Además, el sector industrial aumentaría su consumo a 285 kt debido al despliegue de plantas de producción de SAF, la reindustrialización del sector y la adopción de tecnologías más avanzadas. Por último, aumentarían de manera significativa las exportaciones de hidrógeno, con una proyección de 885 kt destinadas a mercados internacionales.

Para satisfacer tanto la demanda interna como la externa de hidrógeno verde, y considerando que este se produce mediante electrolisis, se requeriría una capacidad instalada de electrolizadores de 2,5 GW para 2030, lo que se encuentra en el rango propuesto por la hoja de ruta de hidrogeno del país de 1 a 3 GW (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Asimismo, según los resultados del escenario TEJ, para 2040 y 2050 se esperaría una capacidad instalada de 10 GW y 25 GW respectivamente. Por otro lado, para respaldar esta capacidad, teniendo en cuenta la tecnología más avanzada disponible, se estima que el consumo de agua sería de 2 Mm<sup>3</sup> en 2030, 8,4 Mm<sup>3</sup> en 2040 y 22 Mm<sup>3</sup> en 2050. Cabe destacar que la tecnología utilizada para la producción de hidrógeno verde puede variar dependiendo de la ubicación de las plantas y otros factores asociados.

2023-2030	2030-2040	2040-2050
Regulación para la producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno	Demanda de hidrógeno para industria química, refinerías, SAF entre otras.	Aumento en ventas de vehículos pesados e <u>hidrogeneras</u> en vías urbanas e interurbanas
Acuerdos de cooperación Internacional para facilitar la exportación de hidrógeno verde	Inicio de ventas de vehículos pesados de carga y pasajeros de hidrógeno.	Desarrollo de consumo local de hidrógeno como energético en la industria
Inversiones en infraestructura y producción de hidrógeno.	50% del hidrógeno de refinerías es verde	Despliegue de plantas de producción de SAF
	Inicio de exportaciones a países con acuerdos internaciones	100% del hidrógeno de refinerías es verde
		<u>Consolidación del país como productor de hidrógeno verde de bajo costo</u>

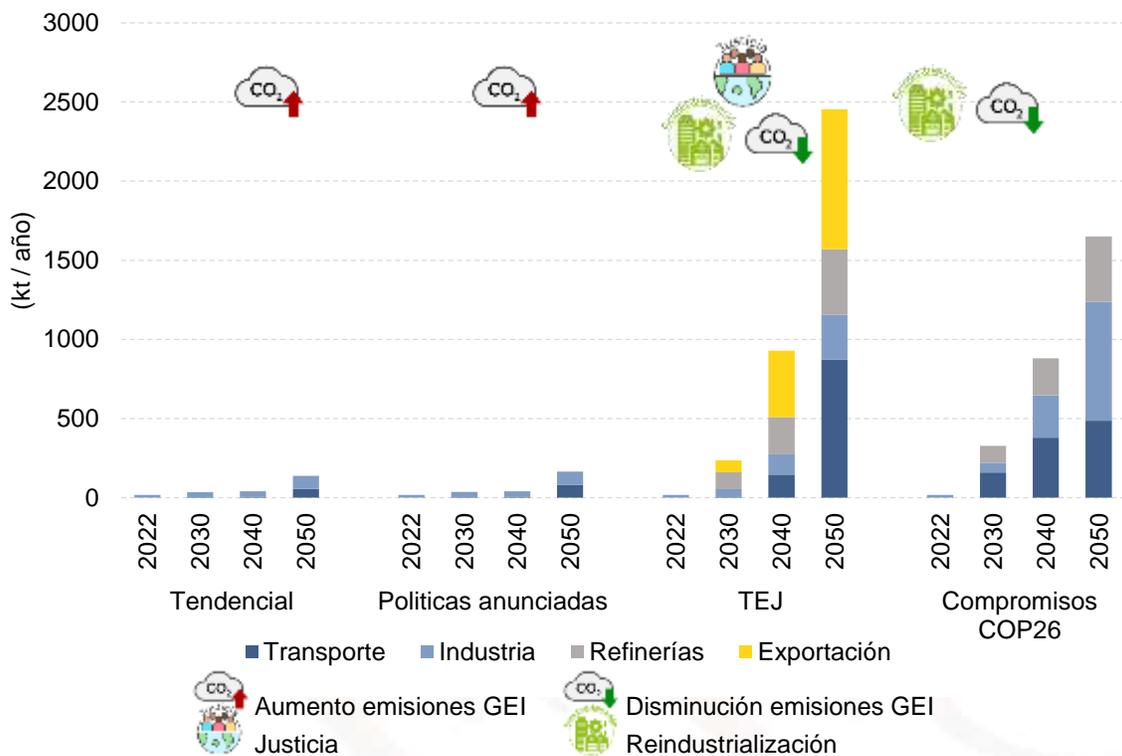


**Figura 19. Demanda interna y exportaciones de hidrógeno verde para el Escenario de Transición Energética Justa**

Fuente: elaboración propia.

En la Figura 20 se presenta la comparación de los escenarios de demanda de hidrógeno verde. En la figura se observa que en los escenarios Tendencial y de Políticas Anunciadas no habría un consumo significativo de hidrógeno verde,

obteniendo en 2050 116 kt y 135 kt, con una capacidad instalada de electrolizadores de 1 GW aproximadamente. En estos escenarios predominarían los usos de hidrogeno en la industria como insumo en la producción de industria química y SAF. Por otra parte, en el Escenario de Compromisos COP26 habría un incremento en el consumo de la industria nacional, debido al aumento en su uso directo en procesos de alta temperatura, como agente reductor en la industria de acero, y producción de derivados. En el caso de transporte, en 2030 y 2040 se presentaría un incremento en comparación con el Escenario TEJ, debido a la inclusión acelerada de vehículos pesados de carga. Sin embargo, en 2050 no se incrementaría el uso de vehículos de hidrogeno de manera significativa por la inclusión de transporte férreo de carga, dando como resultado un aumento mínimo en la demanda de hidrógeno verde para el sector. Finalmente, para este escenario no se proyectan exportaciones, ya que se prioriza el cumplimiento de los NDC que requeriría de las capacidades de generación eléctrica para usos nacionales.



**Figura 20. Comparación de demanda de hidrógeno en diferentes escenarios**

Fuente: elaboración propia.

En resumen, el hidrógeno verde juega un papel fundamental en la transición energética de Colombia, especialmente en sectores estratégicos de difícil descarbonización como el transporte y la industria. El ejercicio muestra que la demanda de hidrógeno verde aumentaría significativamente a lo largo del tiempo, con un enfoque en la implementación de regulaciones y políticas adecuadas para su producción, almacenamiento y distribución tanto a nivel nacional como internacional. Se destaca la necesidad de una estrecha colaboración entre el sector público y privado para garantizar un suministro confiable y asequible. Sin embargo, se debe tener en cuenta el consumo de agua asociado a la producción de hidrógeno verde, así como posibles limitantes ambientales o sociales que resulten de esto, y considerar diferentes tecnologías según la ubicación de las plantas. Finalmente, la apuesta por el hidrógeno verde puede permitir avanzar hacia una economía más limpia y sostenible en Colombia, posicionando al país como un actor relevante en la transición energética global.

#### 4.5 Electricidad y FNCER

El sector eléctrico colombiano, especialmente el perteneciente al SIN, ha gozado de seguridad y sostenibilidad durante los últimos 30 años, contando con una matriz de bajas emisiones en la que cerca del 67 % de la capacidad instalada es basada en energía hidráulica y con la cual en algunos años se puede producir más del 80 % de la energía eléctrica. Por ejemplo, en 2022 el 83,66 % fue producido a través de fuentes hidráulicas, mientras que solo el 14,6 % fue producido a través de térmicas (XM, 2023).

Sin embargo, esta configuración presentará variaciones para los próximos años. Una masiva incorporación de FNCER variable como solar y eólica costa adentro, la poco probable entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos con embalse de gran escala y la salida de termoeléctricas que cumplan su vida útil o que dejarán de ser competitivas y que no están alineadas con las políticas de descarbonización y transición energética, son algunos de los factores que ponen en evidencia los cambios y retos que tendrá que afrontar el sector, buscando garantizar la seguridad y sostenibilidad ya lograda. Además, la equidad que sigue siendo una característica de la cual ha carecido y ha sido una de las principales preocupaciones manifestada en los Diálogos Nacionales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (Ver Recuadro 11). La inclusión de los elementos recogidos en los Diálogos Nacionales se presenta en el Anexo C.

## Recuadro 11 – Mensajes principales recogidos en los Diálogos Nacionales, relacionados con el petróleo



- La adopción de las nuevas tecnologías que conforman parte de la transición energética puede ocasionar impactos ambientales, culturales, económicos y políticos.
- La transición energética, específicamente la sustitución tecnológica, es sensible a factores externos e internos que pueden comprometer su viabilidad y éxito en los plazos que se requiere.
- Colombia hoy no tiene la capacidad para producir la mayoría de los componentes de estas tecnologías o las tecnologías en sí mismas. Esto supone riesgos de exposición a tasas de cambio, disponibilidad y variabilidad en los precios de las materias primas y tecnologías.
- Una amplia implementación de FNCER requiere de infraestructura que la soporte y complemente, la cual hoy es insuficiente y sus trámites o procesos independientes pueden presentar retrasos que configuran barreras fundamentales para la transición.
- Demora en los proyectos de transición energética asociadas a los procesos de consulta previa.

### 4.5.1 Supuestos para el sector electricidad y FNCER

Colombia goza de una serie de características geográficas, topográficas e hidroclimatológicas que garantizan abundancia de recursos naturales aprovechables para la generación de energía eléctrica (Ángel-Sanint et al., 2023). Esta condición ha sido explotada principalmente a través del uso de los recursos hídricos, pero, de cara al futuro, ofrece un abanico de oportunidades para satisfacer nuestras necesidades energéticas a partir de fuentes limpias. Se espera que para el final de esta década Colombia haya duplicado su capacidad instalada y esto sea logrado, casi en su totalidad, a partir de FNCER (UPME, 2023b). Igualmente, los retrasos e incidentes que han sufrido estos proyectos no solo amenazan la seguridad energética del país (Zapata et al., 2023), sino que ponen en evidencia la importancia de entender el contexto social, económico, ambiental y cultural que los enmarca, y cómo las buenas prácticas, fundamentadas en un diálogo social previo

a la ejecución de los proyectos, serán las habilitadoras para poder aprovechar los potenciales de FNCER registrados en el territorio nacional.

El modelo de oferta de energía eléctrica se hace a través de un proceso iterativo en el cual se busca satisfacer la demanda proyectada al menor costo posible, teniendo presente los requerimientos técnicos de operación del SIN, la disponibilidad de recursos, el cumplimiento de metas de descarbonización y los objetivos trazados que permitan alcanzar la Transición Energética Justa.

La Transición Energética Justa en el SIN se alcanzará dando cumplimiento a los ejes estratégicos mostrados en el Recuadro 12.

#### **Recuadro 12. Ejes estratégicos de la Transición Energética Justa para el sector residencial.**

**i. Preparación e impulso de políticas públicas para acelerar la incorporación de nuevas tecnologías:**

– Las metas de la Transición Energética Justa son ambiciosas, pero alcanzables. Evaluar las políticas públicas existentes para modificarlas o complementarlas en favor de garantizar las condiciones que promuevan y faciliten la TEJ es fundamental.

– Crear un ecosistema que beneficie a los múltiples actores que hacen parte de la transición garantizará un modelo sostenible, representando menores costos para el estado y tarifas competitivas para el usuario final.

– Avanzar en la generación de conocimiento sobre tecnologías como energía geotérmica y energía nuclear.

**ii. Equidad, sostenibilidad y confiabilidad:**

– La riqueza de los recursos energéticos naturales renovables debe brindar bienestar a toda la comunidad, en especial a aquellas ubicadas en donde existe la riqueza y de donde las demás regiones se verán beneficiadas.

– Se priorizarán las energías limpias, renovables y de bajo impacto socioambiental, garantizando la sostenibilidad en la búsqueda de satisfacer nuestras necesidades energéticas.

– Lograr una matriz con una composición adecuada de fuentes de energía, que sea técnicamente viable y garantice el suministro de energía en todas las regiones a cualquier hora independiente de las condiciones climáticas.

**iii. La Guajira como un epicentro de la Transición Energética Justa:**

– Entendimiento del territorio, sus comunidades, necesidades y la importancia del diálogo como herramienta fundamental para desarrollar proyectos armónicos con su entorno.

- Planeación de las necesidades del país garantizando el respeto y desarrollo de las regiones y comunidades.
- Desarrollo de los proyectos de transmisión que habilitan el aprovechamiento del potencial de las distintas fuentes costa adentro y costa afuera.

**iv. Estallido solar y comunidades energéticas:**

- La generación distribuida juega un papel fundamental como soporte de la creciente demanda de energía eléctrica, reduciendo costos de transporte, ineficiencias de la red y aliviando restricciones.
- Construcción y fortalecimiento de mecanismos regulatorios y fiscales que promuevan el empleo de soluciones energéticas de autoabastecimiento comunitario o individual.

**v. Reconversión de termoeléctricas:**

- Salida de los combustibles más contaminantes y menos eficientes al cumplimiento de sus obligaciones de energía firme.
- Conversión de las plantas a FNCER, y conversión parcial a gas natural como combustible, posibilitando la sustitución futura por hidrógeno verde u otras fuentes térmicas no convencionales.
- Garantizar la existencia de fuentes firmes y flexibles, por medio de tecnologías como sistemas de almacenamiento con baterías (BESS), almacenamiento térmico (TESS) y condensadores síncronos.

**vi. Incorporación de nuevas tecnologías y servicios:**

- Promoción de tecnologías de almacenamiento y de aquellas que brinden estabilidad, inercia y corto circuito a la red eléctrica.
- Construcción de mecanismos de remuneración para servicios complementarios de las redes de transmisión y distribución que permitan adoptar masivamente las FNCER garantizando la calidad y suficiencia del servicio de energía eléctrica.
- Reconocer la demanda de energía como un mecanismo flexible que optimizaría el funcionamiento de una matriz basada, principalmente, en energía renovable variable.

Los escenarios de oferta de energía eléctrica en el sistema nacional interconectado responden a la demanda proyectada obtenida después de modelar los distintos sectores. Las tendencias de este requerimiento se verán reflejadas en la oferta, sin embargo, los supuestos que definen la disponibilidad de determinadas fuentes de energía se exponen a continuación para cada escenario:

- **Escenario Tendencial:**

El Escenario Tendencial no fuerza la salida de ninguna tecnología, los proyectos que hoy tienen capacidad de transporte asignada por la UPME son las únicas adiciones forzadas, manteniendo el ritmo de retrasos registrado para cada tecnología y supeditación en específico (Tabla 7); estos ingresos y retrasos se asumen para todos los escenarios. En un comportamiento tendencial es el mercado quien elige qué fuentes incorporar de acuerdo con su competitividad en precios y la necesidad que exista de implementarlos para satisfacer la demanda de energía. No se espera que ingresen nuevas tecnologías más allá de las que puedan ser desarrolladas por inversión de privados.

- **Escenario Políticas Anunciadas:**

En este escenario se espera la incorporación de nuevas tecnologías con respecto a las cuales se cuenta con un marco normativo establecido o con procesos de subasta programados, como por ejemplo la eólica costa afuera, limitándose a las dos subastas que se tienen planeadas, alcanzando 4500 MW de capacidad instalada antes de 2040. La demanda se satisface a través de una dinámica de libre mercado en las que los criterios de inversión privada se vuelven el fundamento para su incorporación al SIN o para un eventual desistimiento o desmantelamiento de ciertas tecnologías. El impuesto al carbono empieza a ser efectivo, lo que se espera condicione la operación de térmicas a carbón dado su incremento en el costo. Se mantienen las condiciones técnicas mínimas para garantizar el adecuado funcionamiento de la red.

- **Escenario Transición Energética Justa:**

Producto del diálogo con diversos actores, dependencias del Ministerio de Minas y Energía, empresas y administradoras del sector eléctrico, e incorporando el sentir de la comunidad con respecto a cómo se produce y se producirá electricidad, fueron

obtenidos los supuestos con los que se modelará el futuro de la oferta de energía en el SIN.

Los recursos renovables están sujetos a los potenciales identificados a través de distintos estudios adelantados por la UPME, el SGC, otras dependencias del Ministerio de Minas y Energía, la academia y consultorías externas. Adicionalmente, pueden estar limitados por otros aspectos técnicos, sociales o económicos que condicionen su despliegue. Los valores máximos de capacidad instalable para cada recurso se muestran en la Tabla 7.

**Tabla 7. Supuestos de potencial máximo instalable para cada fuente de energía\***

Fuente de energía	Capacidad límite (MW)	Referencia
<b>Biogás</b>	4200	Potencial FNCER subnacional y estrategia de descarbonización (Ministerio de Minas y Energía, 2023d).
<b>Biomasa</b>	3000	Potencial FNCER subnacional y estrategia de descarbonización (Ministerio de Minas y Energía, 2023d).
<b>Geotermia</b>	1170	Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia (Alfaro et al., 2020).
<b>Generación solar distribuida</b>	15000	La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Colombia. Potencial técnico-económico+habilitación parcial técnico (Generación Sole & PNUMA, 2021). En esta tecnología se incluyen las comunidades energéticas.
<b>Solar distribuida con almacenamiento</b>	10000	Se considera una configuración 2:1 solar-almacenamiento BESS, para instalaciones solares de pequeña escala, no necesariamente en techos. Esta tecnología también constituye una configuración factible para comunidades energéticas.
<b>Hidrogenación</b>	13743	Capacidad actual incluyendo proyectos con capacidad asignada por la UPME, más la entrada de Ituango en 2028 (UPME, 2023b).
<b>Hidrogenación filo de agua</b>	50000	Atlas potencial hidroenergético de Colombia (UPME et al., 2015). Esta tecnología constituye una configuración factible para comunidades energéticas.

<b>Solar fotovoltaica (parques solares)</b>	20000	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia (Ángel-Sanint et al., 2023). A pesar de que el potencial es superior a 1000 GW, se ha limitado en la simulación para garantizar condiciones de flexibilidad, sostenibilidad, minimizar vertimientos y un prudente uso de la tierra.
<b>Solar fotovoltaica con almacenamiento (parques solares)</b>	20000	Teniendo en cuenta el potencial definido por Ángel et al. en 2023, se habilita gracias a los servicios complementarios que ofrece. Se considera una configuración 2:1 solar-almacenamiento BESS.
<b>Eólica costa adentro</b>	7000	Limitado a las capacidades asignadas hasta el momento más la capacidad que habilitaría la línea de transmisión en HVDC (UPME, 2023b).
<b>Eólica costa afuera</b>	20000	Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, priorizando áreas de la región occidental del mar Caribe (Renewables Consulting Group & ERM, 2022).
* Dado que aún no se tiene información sobre potencial técnico y económico de energía nuclear en Colombia, no se considera en el presente modelo. Sin embargo, se recomienda actualizar las estimaciones a medida que avance el conocimiento sobre la factibilidad de esta tecnología en el país.		

Fuente: elaboración propia.

En relación con el Escenario de Transición Energética presentado en PEN 2022-2052, se destaca que éste incluye un enfoque ambicioso de satisfacer la demanda de energía eléctrica principalmente a través del aprovechamiento de FNCER, a la vez que incorpora y adiciona de capacidad proveniente de otras fuentes firmes como nuclear, grandes hidroeléctricas, y mantiene termoeléctricas a carbón y gas procurando garantizar flexibilidad, inercia y firmeza para el SIN. En contraste, el Escenario de Transición Energética Justa incorpora las preocupaciones de las comunidades, propone un uso razonable y justo de los territorios con abundancia de FNCER, de manera que se da una descentralización del despliegue de estas tecnologías en todas las áreas del país con potencial, se prioriza la participación comunitaria para el desarrollo de proyectos en torno a diferentes energéticos y resalta el papel que juega la participación de usuarios generando su propia energía,

todo esto garantizando las condiciones técnicas que garantizan un sector eléctrico operable y suficiente.

Para cada periodo estratégico, en la Tabla 8 se presentan los hitos y supuestos considerados para la modelación del Escenario TEJ. Estos supuestos representan las entradas exógenas del modelo o los cambios de comportamiento que se definen para variables específicas, en concordancia con los ejes estratégicos planteados o con la estrategia de descarbonización planteada como complemento a la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa del Ministerio de Minas y Energía (2023b).

**Tabla 8. Supuestos e hitos considerados en el Escenario de Transición Energética Justa en la oferta de electricidad**

Periodo	Supuestos e hitos
2023-2026	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Incorporación al SIN de los proyectos con capacidad de transporte asignada por la UPME, considerando retrasos para los proyectos en la siguiente medida:               <ul style="list-style-type: none"> <li>– 13 meses con respecto FPO inicial para proyectos eólicos costa adentro.</li> <li>– 11 meses para proyectos solares con capacidad mayor a 20 MW.</li> <li>– 7 meses para proyectos termoeléctricos.</li> <li>– Se consideró un retraso adicional de 2 años a los proyectos cuya conexión se encuentra supeditada a la entrada de algún proyecto de expansión del STN.</li> </ul> </li> <li>● Sustitución de termoeléctricas a carbón por alternativas 100 % descarbonizadas.</li> <li>● Las comunidades energéticas y el estallido solar multiplican por cerca de diez veces la capacidad instalada en generación distribuida.</li> <li>● Implementación de proyectos de biogás en rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de aguas residuales e industrias con efluentes cuyo aprovechamiento sea factible, así como la ampliación del uso de biomasa residual agrícola.</li> <li>● Al final de este periodo se espera contar con la entrada de 9,9 GW de solar fotovoltaica, 1,12 GW de eólica costa adentro, 2 GW de generación distribuida, 240 MW de bioenergía para la</li> </ul>

Periodo	Supuestos e hitos
	<p>producción de electricidad y una reducción del 20 % en la capacidad instalada de térmicas a carbón.</p>
2026-2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Continúan ingresando los proyectos con capacidad de transporte asignada por la UPME bajo los mismos supuestos de retraso.</li> <li>• Implementación del proyecto de sustitución de Guajira 1 y 2 por 400 MW solar, 50 MW de almacenamiento y condensadores síncronos en 2028.</li> <li>• Incorporación de las últimas 4 unidades de Ituango.</li> <li>• Sustitución de combustible de térmicas de fósiles líquidos por gas natural.</li> <li>• Continúa la sustitución de termoeléctricas a carbón cuyas obligaciones de energía firme se han vencido por alternativas descarbonizadas, principalmente FNCER.</li> <li>• Continúa la expansión de las comunidades energéticas, autogeneración y otras figuras de generación distribuida.</li> <li>• Se aproxima a alcanzar el máximo de la capacidad instalable en energía eólica costa adentro limitado por la capacidad de transmisión del proyecto Colectora.</li> <li>• Al final de este periodo se espera contar con 16,2 GW de solar fotovoltaica, 3,88 GW de eólica costa adentro, 7 GW de generación distribuida y 207 MW de biogás para la producción de energía eléctrica, 450 MW de proyectos de cogeneración o generación a partir de biomasa residual agrícola y una reducción adicional del 40 % de la capacidad instalada de térmicas a carbón.</li> </ul>
2030-2040	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Finalizan las obligaciones de energía firme de las últimas plantas a carbón, alcanzando el phase-out en 2035.</li> <li>• El desarrollo de nuevos proyectos de expansión del STN, especialmente la línea HVDC con conexión a Colectora 2 y 3, permite la incorporación de más proyectos eólicos costa adentro (3 GW).</li> </ul>

Periodo	Supuestos e hitos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingreso de proyectos eólicos costa afuera en concordancia con las subastas para la asignación de áreas realizadas a mediados de la década anterior.</li> <li>• Desarrollo de primeros proyectos para aprovechamientos geotérmicos de alta entalpía cerca de complejos volcánicos (Azufra, Paipa y Nevado del Ruiz).</li> <li>• Masificación de proyectos de biogás y biomasa para generación de energía eléctrica aprovechando la competitividad de la tecnología y los procesos asociativos a nivel territorial.</li> <li>• Disponibilidad de un mayor potencial en pequeños aprovechamientos hidroenergéticos a filo de agua, reflejando el impacto del aumento de la capacidad por definición para PCH a 50 MW, así como las apuestas de fortalecimiento asociativo y democratización energética adelantadas en los 2020s.</li> <li>• Al final de este periodo no se contará con más térmicas a carbón, diésel, combustóleo, jet fuel u otro fósil diferente al gas natural, posibilitando una posterior sustitución de combustible por hidrógeno verde; generación de electricidad a partir de bioenergía alcanzará 3,7 GW. Adicionalmente, una capacidad de 7 GW en proyectos eólicos costa afuera, priorizando las áreas occidentales de la región Caribe antes de empezar a ingresar al área marítima colindante con La Guajira, y 3 GW en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos a filo de agua, en su mayoría en forma de comunidades energéticas.</li> </ul>
2040-2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se sustituye el gas natural por hidrógeno verde como combustible para la operación de termoeléctricas, priorizando la conversión de tecnología por celdas de combustible en los casos que sea posible.</li> <li>• El almacenamiento, en especial su configuración conjunta con proyectos solares fotovoltaicos se habilita para su implementación en masa buscando aportar flexibilidad y suficiencia en las horas de máxima demanda y de mínima generación solar.</li> </ul>

Periodo	Supuestos e hitos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al final de este periodo se espera tener una capacidad instalada de 7,2 GW en bioenergía, 6 GW en PCH a filo de agua, cerca de 1 GW en centrales geotérmicas.</li> <li>• La incorporación y compensación de servicios complementarios para el adecuado funcionamiento de la red son fundamentales en este periodo, facilitando la diversificación de la matriz eléctrica basada principalmente en recursos renovables variables.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

- **Escenario Compromisos COP26:**

En un escenario que busca dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en la NDC 2020 presentados en la COP26, la participación de centrales térmicas que emplean combustibles fósiles se restringe completamente, por lo que al finalizar sus obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) deben ser retiradas de la matriz. En el caso del gas, se espera la entrada de plantas nuevas antes de 2030, a estos proyectos se les garantiza una permanencia de veinte años antes de ser retiradas o sustituidas por otra tecnología o combustible.

En este escenario se tienen en cuenta los supuestos del Escenario TEJ, con las mismas entradas y sin condicionar la distribución de fuentes y su generación en función del adecuado funcionamiento del SIN, tomando como base el supuesto de que existirá tecnología complementaria en un estado suficiente de madurez y de costos para poder operar un sistema basado en energías renovables variables. El cumplimiento de estos compromisos requiere de esfuerzos mayores para garantizar disponibilidad de fuentes energéticas ante una mayor demanda de electricidad, todo el potencial eólico de La Guajira, tanto costa adentro como costa afuera, es habilitado para garantizar suficiencia energética; suponiendo que se realizan todos los proyectos de expansión de transmisión requeridos para que, efectivamente, sea posible aprovechar todo el potencial existente y poderlo transportar a las zonas en donde se concentra la demanda. Este supuesto implica un despliegue extensivo de proyectos eólicos en el Resguardo Indígena de la Media y Alta Guajira.

Este escenario requiere de la implementación intensiva de nuevas tecnologías para garantizar el adecuado funcionamiento de la red, como condensadores síncronos,

almacenamiento en baterías y almacenamiento térmico. En este escenario se prioriza la demanda interna de hidrógeno y los esfuerzos requeridos para satisfacer la demanda externa migran y se enfocan en satisfacer la demanda de energía eléctrica local.

Buscando incorporar las perspectivas y preocupaciones del sector empresarial, se tuvieron en cuenta los insumos recolectados en los diálogos con el sector empresarial (Ministerio de Minas y Energía, 2023d), y se crearon espacios de trabajo adicionales con AIR-E y EPM, logrando entender el futuro de proyectos de geotermia, eólicos, hidroeléctricos, hidrógeno verde, electromovilidad y de comunidades energéticas. El diálogo al interior del Ministerio de Minas y Energía con sus oficinas y distintas entidades adscritas habilitó un proceso constante e itinerante de validación de supuestos y resultados preliminares. Las conversaciones y espacios logrados con XM, operador del SIN, permitieron entender la complejidad de lograr una matriz lo suficientemente renovable, pero segura y suficiente a la vez.

#### 4.5.2 Resultados para el sector Electricidad y FNCER

Transitar hacia la electricidad como energético principal permite optimizar eficiencias y facilita el cumplimiento de metas de descarbonización a través del aprovechamiento de fuentes renovables de energía con menor impacto sobre el ambiente. Sin embargo, no es un camino libre de retos y desafíos para garantizar suficiencia energética en cada año independiente de las condiciones externas que puedan afectar los recursos renovables, disponibilidad de potencia y energía horaria, y flexibilidad para responder a las variaciones intradiarias que pueda presentar tanto la demanda como los recursos energéticos.

Fenómenos El Niño y La Niña son incorporados dentro de la simulación para garantizar la suficiencia energética aún en las condiciones más críticas, analizar la posibilidad de que se presenten vertimientos de renovables y proponer alternativas para aprovechar toda la disponibilidad energética no almacenable.

Los resultados presentados en la Figura 21 muestran cómo, en el escenario TEJ, Colombia tendría que multiplicar por más de cinco veces su capacidad instalada en comparación con la existente. Dicho crecimiento tendría tres etapas que sobresalen. En la primera, que se está dando en la actualidad y culminaría en 2030, se espera duplicar la capacidad de generación de energía, incremento logrado principalmente a partir de la incorporación de nuevos proyectos solares fotovoltaicos y eólicos costa adentro que ya cuentan con capacidad de transporte

asignada por la UPME. Adicionalmente, la generación distribuida, a través de la promoción e implementación de comunidades energéticas, haría un aporte significativo (7 GW) a la disponibilidad de energía. Lo anterior implicaría garantizar las condiciones para que los proyectos actualmente en trámite y los de generación distribuida entren efectivamente a ser parte del SIN. En este periodo se contaría de esa manera con disponibilidad de energía en exceso, posiblemente viéndose reflejado en vertimientos, por lo que sería importante prever estas condiciones para aprovechar esta energía para otros fines. Esa es una razón por la que el Escenario TEJ contempla su aprovechamiento para la producción de hidrógeno verde, por ejemplo.

Entre 2030 y 2040, empezarían a incorporarse nuevos energéticos como la geotermia y el viento costa afuera para el cual empiezan a verse reflejados los resultados de las subastas para asignación de áreas, llegando hasta los 0,5 GW y 7 GW de potencia instalada al finalizar este periodo, respectivamente. La bioenergía, a través del aprovechamiento de la biomasa y biogás para la producción de energía eléctrica, crecería, apalancándose en un uso efectivo a los residuos agrícolas, pecuarios, urbanos e industriales, así como en procesos asociativos a nivel territorial hasta alcanzar cerca de 3,7 GW. Este energético puede aportar firmeza y flexibilidad a la red, a la vez que ofrece una oportunidad para que las comunidades energéticas, organizadas en torno al acopio, aprovechamiento y revaloración de los residuos de distintos orígenes, puedan hacer parte de esta nueva actividad económica. Adicionalmente, en este periodo, al finalizar las obligaciones de energía firme, saldrían todas las térmicas que operan con combustibles fósiles diferentes al gas. Su capacidad sería sustituida por renovables con y sin sistemas de almacenamiento. A pesar de no incrementar la capacidad neta de térmicas a gas, su uso podría verse ligeramente incrementado, aprovechando sus beneficios para el adecuado funcionamiento de la red.

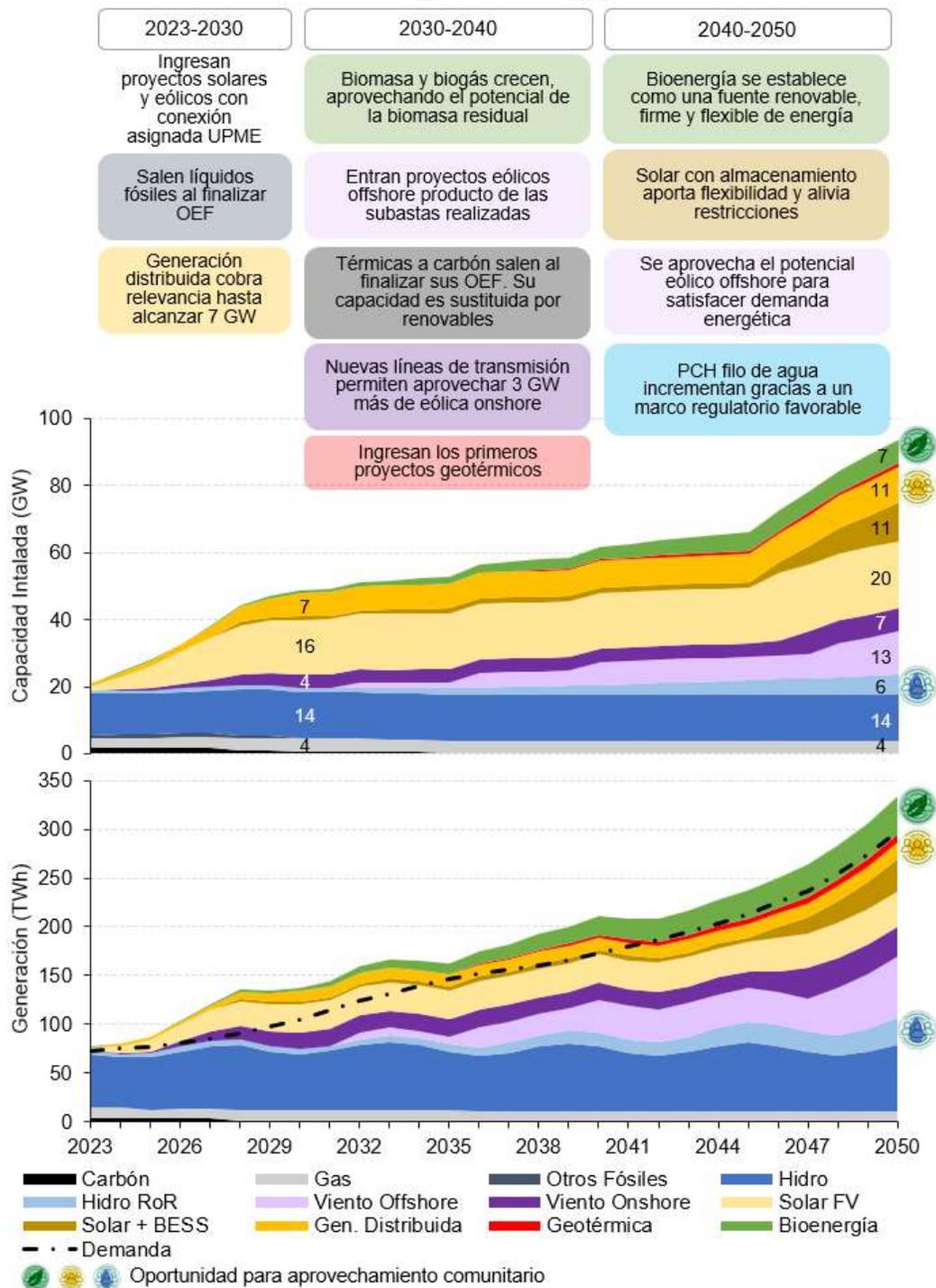
Para la siguiente década, entre 2040 y 2050, ante la creciente demanda de energía eléctrica, se requeriría una nueva entrada masiva de capacidad de generación, basándose principalmente en nuevas tecnologías que aporten flexibilidad, firmeza, inercia y corto circuito, como lo es la configuración de energía solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías, incorporando cerca de 11 GW de esta tecnología. Gracias al impacto favorable del cambio del valor de capacidad instalada para

definir una pequeña central hidroeléctrica, ingresaría una cantidad considerable de este tipo de proyectos alcanzando los 6 GW. Se destaca que un posible habilitante para esto sería la apropiación y aprovechamiento comunitario del agua como fuente de energía eléctrica, jugando un papel importante para alcanzar esta meta. La promoción de comunidades energéticas en torno a los aprovechamientos hídricos con PCH se prevé como un factor que las diferencia con las grandes represas, que actualmente se perciben como social y ambientalmente inviables. La energía del viento costa afuera sería aprovechada fuertemente, alcanzando 13 GW de capacidad instalada, priorizando las áreas marítimas occidentales identificadas con potencial, comenzando por las de mayor cercanía al centro del país y avanzando posteriormente hacia las áreas cercanas a La Guajira, procurando desarrollar el potencial que no se encuentra en el área de influencia del Resguardo de la Media y Alta Guajira, reduciendo así la presión política, cultural y territorial sobre el pueblo Wayuu.

Como se puede apreciar, el escenario TEJ requiere un aporte de todos los energéticos disponibles y en esa medida sigue incrementando la potencia instalada de bioenergía, solar fotovoltaica y geotermia. Igualmente, el uso de gas como combustible se identifica como proclive a ser sustituido por otros que cumplan con las mismas condiciones, como hidrógeno verde o biogás.

En la Figura 21, también se evidencia cómo ciertas fuentes renovables, como la solar fotovoltaica, a pesar de tener una capacidad instalada considerable en comparación con otras, no tiene tanto peso en la generación de energía. Cada tecnología tiene un factor de disponibilidad diferente y en los recursos variables no es controlable o despachable de manera flexible, por este motivo se requieren fuentes firmes y flexibles, que respondan a la variabilidad horaria del funcionamiento del SIN, siendo estas las hidroeléctricas con embalse, térmicas a gas, biogás o biomasa y solar fotovoltaica con almacenamiento. Sobre la gráfica de generación se superpone la línea de energía despachada en la cual se consideran pérdidas generales del SIN de entre el 11 % y el 15 % dependiendo del periodo, una mejor distribución de la generación, servicios complementarios y cambios en el comportamiento de la demanda en su distribución horaria, tienen un impacto positivo en la eficiencia general del SIN.

La necesidad de nueva capacidad instalada identificada en este ejercicio, si bien es un reto desde múltiples perspectivas, representa una oportunidad para pensar anticipadamente en los requerimientos de mano de obra, conocimientos y formación, permitiéndoles a las regiones en las cuales se desarrollarán los proyectos ofrecer los servicios y bienes complementarios que se requieran, propiciando desarrollo económico en el marco de la Transición Energética Justa.



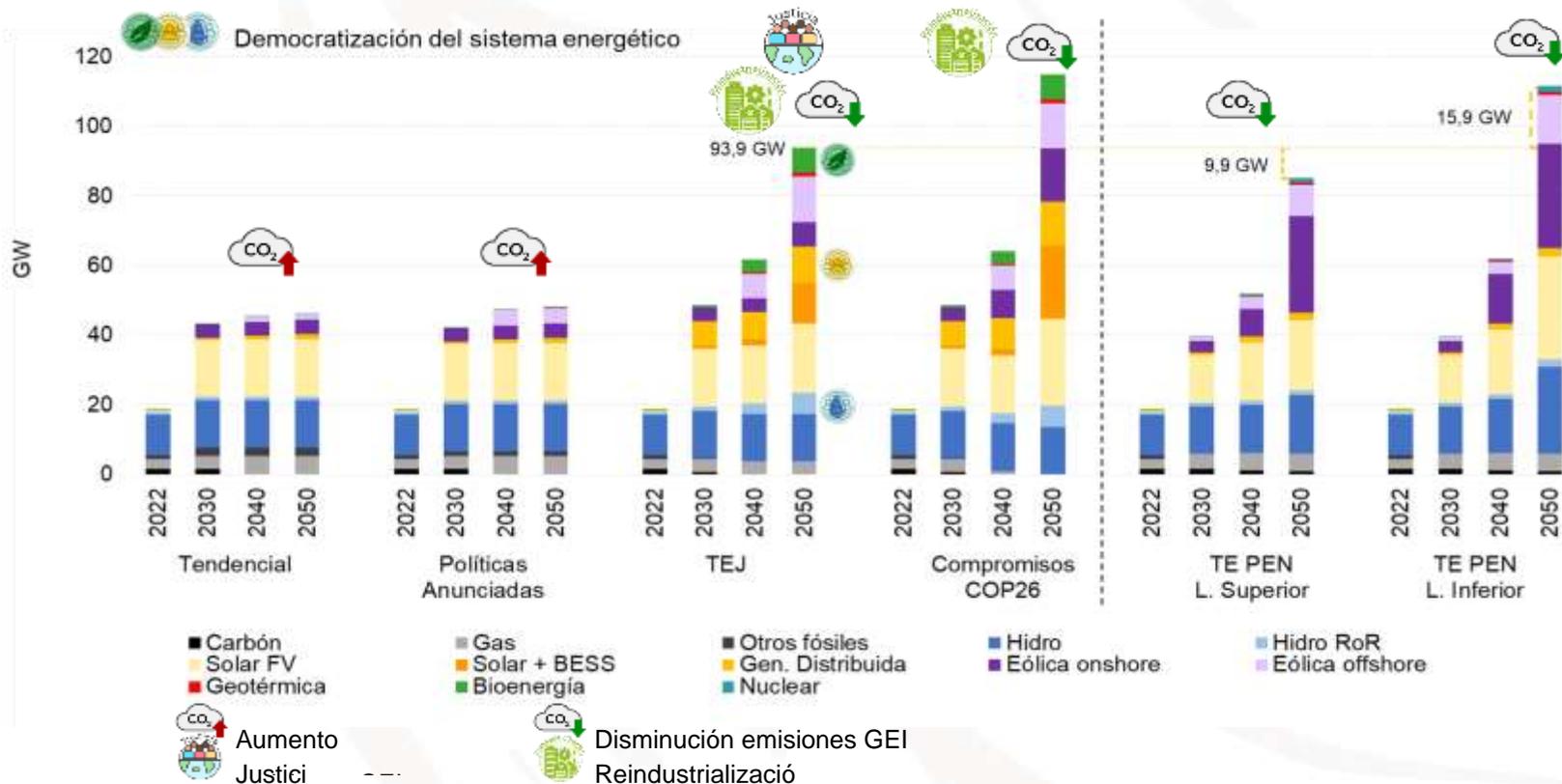
**Figura 21. Capacidad instalada (arriba) y generación de energía eléctrica (abajo) para el Escenario de Transición Energética Justa**  
Fuente: elaboración propia.

En comparación con otros escenarios, como los planteados para un comportamiento Tendencial o el de Políticas Anunciadas, el de TEJ tendría exigencias ambiciosas, sustentadas en procesos de desarrollo territorial, reindustrialización y descarbonización, lo que resultaría en una mayor demanda de energía eléctrica a ser suplida a través de FNCER (ver Figura 22). En los escenarios de referencia Tendencial y Políticas Anunciadas, el único recurso energético que está desmontado es el carbón, aproximadamente en 2040, como resultado del incremento en los costos en comparación con otras tecnologías. En el caso de TEJ, la salida de térmicas a carbón se da anticipadamente al finalizar los periodos en los cuales cada proyecto debía cumplir con obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad. Es importante resaltar que el despacho de este tipo de centrales no puede ser sustituido en su totalidad por energías renovables variables (ERV) solas, ya que sus principales aportes son inercia y corto circuito, atributos que no poseen las ERV y por lo que se haría necesaria la entrada de servicios complementarios a la red; se contempla que éstos pueden ser de almacenamiento y compensación síncrona, así como otras tecnologías que se desarrollen en el futuro incluyendo la del almacenamiento con hidrógeno verde.

En comparación con el escenario de referencia de Cumplimiento de Objetivos COP26, al requerir la disponibilidad general del potencial eólico costa adentro, este termina siendo priorizado por su competitividad financiera. Teniendo en cuenta que este potencial se encuentra ubicado, principalmente, dentro del resguardo indígena de la Media y Alta Guajira, derivaría necesariamente en un reto para proponer un uso sostenible, respetuoso y consensuando en este territorio, considerando la conflictividad socio-territorial que ha caracterizado los proyectos eólicos adelantados a la fecha. En un escenario como el COP, las necesidades de servicios complementarios descritas para el escenario TEJ tendrían que ser implementadas en un plazo aún menor y con una cobertura mayor para poder garantizar el funcionamiento de la red bajo la configuración resultante.

En los escenarios de transición energética propuestos por el PEN 2022-2052 se alcanzan capacidades instaladas para el límite inferior de 84 GW y de 110 GW para el límite superior, en 2050. El Escenario TEJ presenta una capacidad instalada total de 94 GW, lograda a través de una mayor diversificación de fuentes,

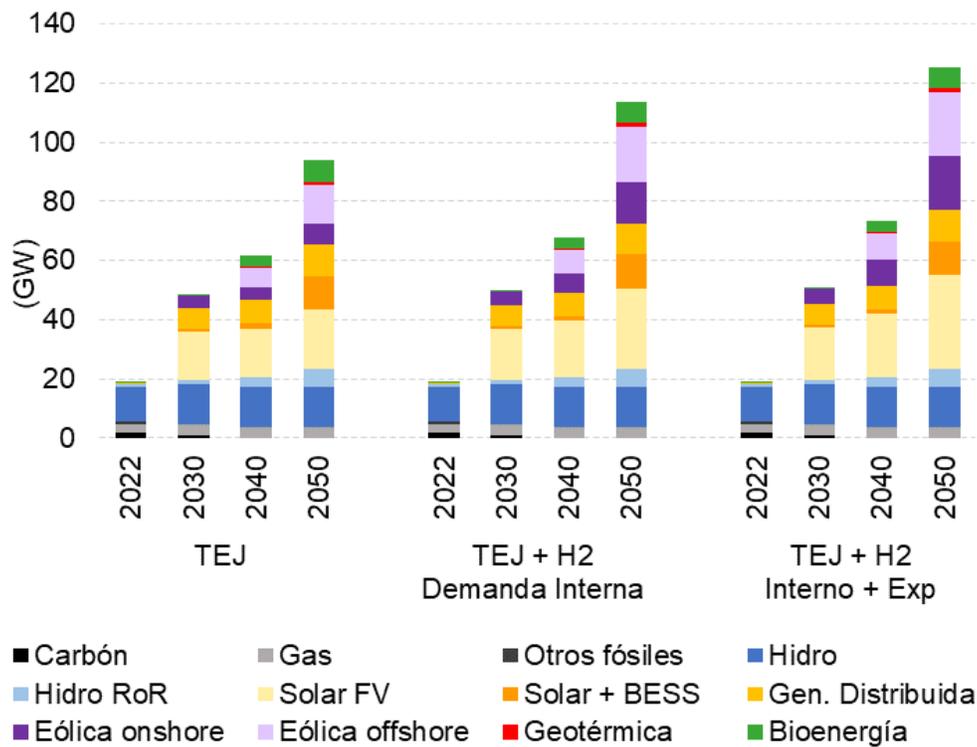
tecnologías y figuras de despliegue, en donde la democratización del sistema energético a través de los aprovechamientos comunitarios juega un papel fundamental. Adicionalmente, en las zonas con potencial, se reconoce la importancia que tiene el territorio y ambiente para las comunidades, procurando un aprovechamiento prudente y responsable, sin agotar y sobre usar un área en específico, garantizando la distribución de cargas y beneficios.



**Figura 22. Comparación de capacidad instalada por energético para abastecer la demanda interna de Colombia en los distintos escenarios (la línea punteada separa los escenarios construidos para la Transición Energética Justa y el escenario TE construido por la UPME)**  
 Fuente: elaboración propia.

Si se considera también la demanda proyectada de hidrógeno verde para satisfacer las necesidades internas para usos industriales y de transporte en el escenario TEJ, la capacidad instalada tendría que incrementar en cerca de 21 GW, con la condición de que esta capacidad no debe estar conectada al SIN, facilitando y acelerando su implementación, y posibilitando el aprovechamiento de energéticos que contaban con un límite originado en la operación técnica de la red eléctrica. Para este escenario se dispone de energía proveniente de proyectos solares fotovoltaicos y eólicos costa adentro y afuera.

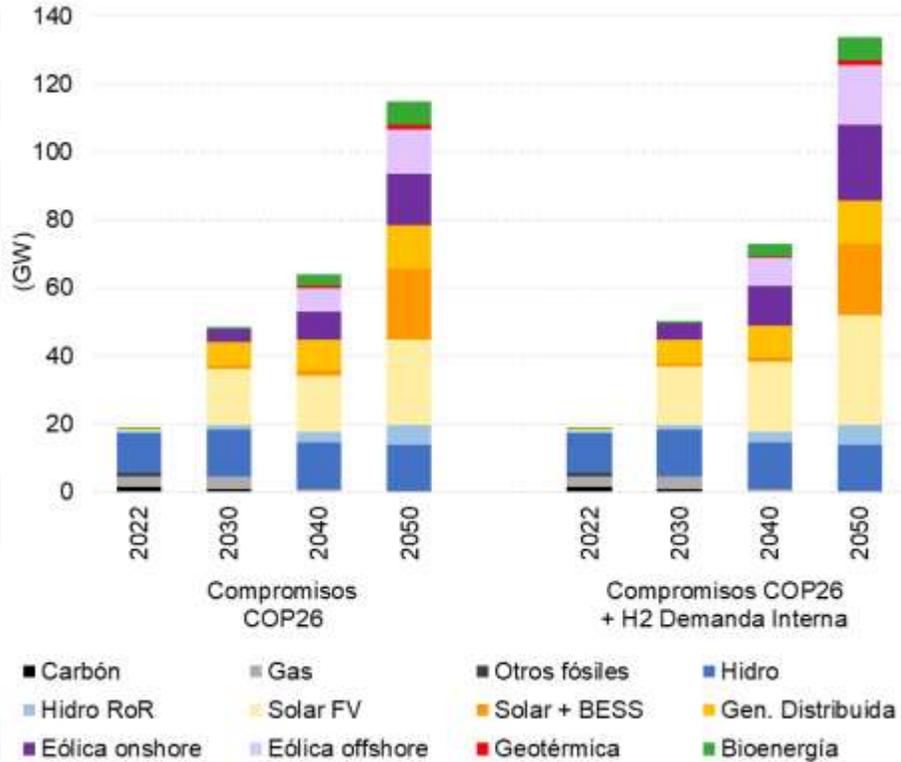
Como lo muestra la Figura 23, considerando además la demanda que se prevé para el hidrógeno verde con destino a exportación, se tendrían que desplegar 1 GW adicionales de FNCER a 2030, 5,5 GW a 2040 y 11,7 GW a 2050. Esta capacidad considera una mezcla entre solar, eólica costa adentro y afuera, entre las cuales deben lograr un factor de disponibilidad anual de 0,45. Estos proyectos tendrían que estar ubicados cerca de infraestructura de transporte, especialmente marítimo, facilitando su posterior transporte hacia los países de destino.



**Figura 23. Capacidad instalada adicional requerida en FNCER para atender demanda interna y externa de hidrógeno verde**

Fuente: elaboración propia.

Para el Escenario Compromisos COP26 se requeriría un despliegue mayor de renovables en la búsqueda de alcanzar la carbono-neutralidad en la oferta de electricidad. Así mismo, se requiere una capacidad adicional de producción de hidrógeno verde para satisfacer la demanda que también supone este escenario. Si se compara la Figura 23 con la Figura 24, la mayor necesidad de electricidad para sustituir combustibles fósiles de forma directa o, a través de la producción de hidrógeno verde, de forma indirecta, hace que los esfuerzos se deban centrar en atender las necesidades internas y no las externas de energía. De esa manera, en este escenario se requeriría una capacidad de 115 GW solo para demanda de energía eléctrica y cerca de 22 GW adicionales de FNCER para suplir la demanda interna del hidrógeno verde necesario para cumplir la meta de neutralidad de carbono.



**Figura 24. Capacidad instalada adicional requerida para demanda interna de hidrógeno en el Escenario Compromisos COP26**  
 Fuente: elaboración propia.

En un escenario como el de TEJ, Colombia a 2030 tendría que triplicar la capacidad instalada que tuvo al cierre de 2022 y quintuplicarla para 2050. Alcanzar esos hitos permitiría fuertes avances en la descarbonización de la economía en el marco de las apuestas del gobierno en materia de reindustrialización, justicia social y ambiental, y la superación gradual del extractivismo. Para ello, garantizar la entrada de los proyectos de expansión en generación y transmisión en los tiempos previstos es fundamental en el corto plazo, consiguiendo la primera gran entrada a través del Programa “Estallido Solar” como parte del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia potencia mundial de la vida” Ley 274 de 2023. En el mediano y largo plazo, sería necesario preparar la red para poder incorporar las nuevas tecnologías, servicios y capacidades adicionales que se irían requiriendo para satisfacer la demanda. Transversal a estas dos necesidades, y como eje fundamental para

alcanzar las metas y cumplir con las apuestas del gobierno, estarían los proyectos que permiten democratizar el sector eléctrico a través de la participación comunitaria e individual en los procesos de generación de electricidad a través del agua, el viento, el sol y la bioenergía.



**5**



**EMISIONES DE GEI**

## 5 Emisiones de GEI

Colombia se comprometió en 2020 ante la COP26 a reducir las emisiones de GEI en un 51 % a 2030, con respecto al escenario base, y de ser carbono-neutral a 2050. Para esto, Colombia ha realizado diferentes esfuerzos, como la actualización de su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC por sus siglas en inglés) en 2020 (Gobierno de Colombia, 2020b) y la estrategia climática de largo plazo E2050 (Gobierno de Colombia, 2021a), las cuales establecen acciones y metas para alcanzar los objetivos climáticos. Además, Colombia ha hecho un esfuerzo para cuantificar sus emisiones netas, y para esto cuenta con el “Tercer informe bienal de actualización de cambio climático de Colombia” (IDEAM et al., 2021).

En este tercer informe bienal se cuantifican las emisiones y absorciones siguiendo los lineamientos de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y se presenta el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) para Colombia hasta 2018. El sector de la energía ha tenido emisiones crecientes desde 1990, es el segundo sector con mayores emisiones después del AFOLU (agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra), y representó en 2018 el 31 % de las emisiones totales del país (IDEAM et al., 2021). Dentro del sector de la energía, el transporte y el sector minero-energético son los sectores con mayor participación, como se muestra en la Figura 25.



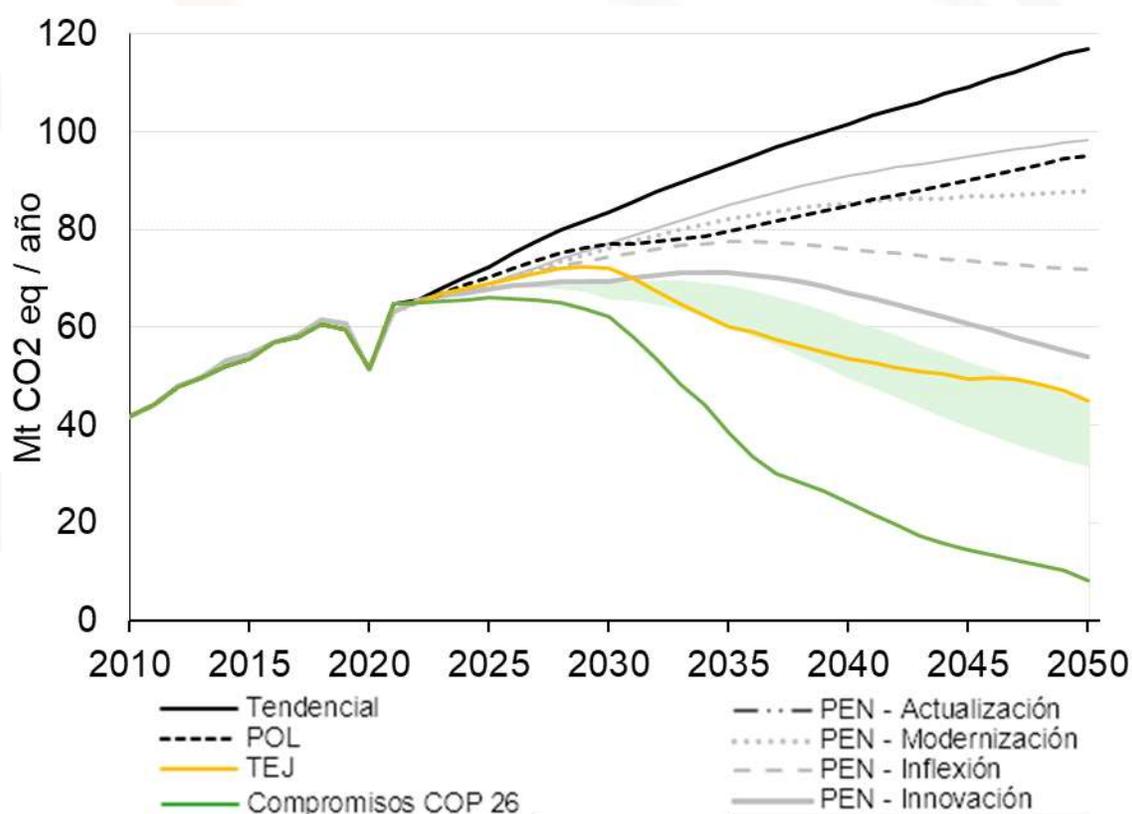
## Figura 25. Participación de los diferentes sectores en las emisiones nacionales

Fuente: IDEAM *et al.* (2021).

En la Figura 26 se presentan las emisiones directas de GEI en la demanda final de energía en diferentes escenarios. Los gases cuantificados en el software LEAP fueron dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido de nitrógeno (I) (N<sub>2</sub>O), y los resultados se presentan en millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (Mt CO<sub>2</sub> eq), utilizando los factores de emisión reportados en el BUR3 (IDEAM *et al.*, 2021). A 2030, el Escenario Tendencial alcanzaría 84 Mt, de las cuales el 78 % provendrían del transporte. Cabe resaltar que este escenario no es equivalente a la línea base de la NDC, pues tienen supuestos y puntos de partida diferentes. El escenario de políticas declaradas permitiría una reducción del 9 % frente al Tendencial, alcanzando 77 Mt en 2030. Mientras tanto, las apuestas políticas del Escenario TEJ duplicarían dicho esfuerzo, reduciendo un 16 % respecto al Escenario Tendencial del presente estudio a 72 Mt en ese año. Esta diferencia se debe principalmente a las medidas asociadas al transporte para los primeros 7 años, como la reconversión y los incentivos a la electromovilidad.

Si bien las emisiones en el Escenario TEJ son crecientes hasta 2030, las políticas de preparación y habilitación de infraestructura permitirían acelerar la descarbonización en el periodo 2030-2040, por lo que las emisiones en este escenario se ubicarían en ese periodo cerca al límite inferior de la franja de transición energética del PEN 2022-2052. A partir de 2040 se reduciría ligeramente la velocidad de la descarbonización, como resultado del crecimiento en la demanda y reindustrialización. Otros factores en juego serían el aumento de cobertura y calidad del transporte público masivo propuesto en las políticas de transición justa en el transporte. Finalmente, en 2050 las emisiones se ubicarían en el límite superior de la franja de transición justa del PEN 2022-2052, con aproximadamente 45 Mt. Como se mencionó anteriormente, un escenario de descarbonización profunda alineado con los compromisos de carbono-neutralidad adquiridos en la COP26 (Gobierno de Colombia, 2020a) requeriría, asumiendo presupuestos de carbono similares a la composición de la matriz de emisiones de la NDC, así como un esfuerzo equivalente en todos los sectores, por lo menos una estabilización de las emisiones antes de 2030. Para esto se tendría que acelerar la salida de

termoeléctricas a carbón antes de 2030, lo que para algunas plantas implicaría salir antes de su fecha de cumplimiento de obligaciones de energía firme. Además, se tendría que limitar la expansión del uso de combustibles líquidos en el transporte, lo que implica aumentar drásticamente las metas de electrificación de transporte público masivo, para poder suplir las necesidades de movilidad de la población y transporte de carga ante una reindustrialización, e incluso instituir prohibiciones por ejemplo a la reconversión a gas o a compras de nuevos vehículos de combustión interna. En el sector residencial se tendría que limitar la expansión de cobertura de gas natural, lo que implicaría el incumplimiento de las metas del PND 2022-2026.



**Figura 26. Emisiones directas de la demanda final de energía en los diferentes escenarios analizados, y en comparación con los escenarios del PEN 2022-2052**

Fuente: elaboración propia.

Como se menciona en la sección 2.3, actualmente el PIGCCme es el instrumento que plantea las estrategias desde el sector minero-energético para reducir las emisiones de la oferta de energía y aportar al cumplimiento de los compromisos de descarbonización del país. La Tabla 9 presenta las emisiones de la línea base proyectada por el PIGCCme y el potencial de reducción de emisiones estimado. Sin embargo, estas emisiones están estimadas con base en proyecciones de demanda de electricidad, producción de carbón, petróleo y gas distintas a las que se consideran en el presente estudio, por lo que las emisiones no son comparables. Debido a lo anterior, se recomienda realizar una actualización de los escenarios del PIGCCme, que tenga en cuenta las nuevas perspectivas, en especial para carbón y crudo, que presenta el presente ejercicio, pues las trayectorias actualizadas más probables se proyectan decrecientes en ambos casos. Adicionalmente, el análisis de emisiones fugitivas deberá contemplar las posibles emisiones que se mantienen incluso después del cese de actividades; por ejemplo, después del cierre de minas de carbón.

**Tabla 9. Línea base y potencial de reducción de emisiones estimado a 2030 en el PIGCCme**

	Mt CO <sub>2</sub> eq
<b>Emisiones</b>	<b>39,1</b>
Electricidad SIN	19,1
Electricidad ZNI	0,4
Carbón	6,3
Petróleo y gas	12,5
Otros	0,7
<b>Compromiso de reducción de emisiones (potencial más probable)</b>	<b>11,2</b>
<b>Potencial de reducción de emisiones</b>	<b>11,2-18</b>

Fuente: elaboración propia.



6

## RECOMENDACIONES

para la para la **política pública** habilitante e  
**implementación** de la TEJ

## 6 Recomendaciones para la política pública habilitante e implementación de la TEJ

**E**n este capítulo se resumen las principales recomendaciones para la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa, que surgen a partir del análisis de los diferentes escenarios presentados. Las recomendaciones se presentan tanto para los sectores de demanda como para el sector minero-energético.

## 6.1 Demanda de energía

CATEGORIA	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL Y TERCIARIO
Políticas, programas, normativo y regulatorio	<p>Generar la política pública para la reconversión de vehículos de combustión interna a eléctricos, que habilite el servicio público, particular u otros.</p> <p>Aumentar la cobertura de los programas de conducción eficiente, extendiendo las capacitaciones a los mandos medios y altos de empresas transportadoras, así como a los operadores de las flotas (conductores) de vehículos pesados y livianos de carga y de pasajeros.</p> <p>Impulsar medidas de movilidad sostenible, activa y no motorizada, para grandes, medianas y pequeñas organizaciones que generen altos volúmenes de viajes diarios.</p> <p>Fomentar el transporte no motorizado: la movilidad activa y el uso de las bicicletas, mediante la implementación de vías, ciclorrutas, ciclovías, bicicarriles, andenes, rampas, pasos peatonales, intersecciones semaforizadas y todos los elementos de la infraestructura vial para entornos</p>	<p>Acelerar la implementación de programas de eficiencia energética con base en el PROURE, que promuevan la optimización de los procesos industriales, la modernización de equipos y la adopción de tecnologías más eficientes.</p> <p>Promover el uso de la bioenergía como sustituto de los combustibles convencionales en diferentes sectores de la industria. Esto implica la evaluación técnica a través de industrias que ya utilicen bioenergéticos en su operación, resaltando los beneficios ambientales y económicos que pueden obtenerse.</p> <p>Establecer políticas y programas para impulsar las prácticas de economía circular en el sector industrial. Esto implica reducir, reutilizar y reciclar los recursos y</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar el marco normativo y regulatorio para la implementación de infraestructura de cocción de inducción en edificaciones nuevas en el plazo del presente Gobierno, incluyendo vivienda VIS y VIP.</li> <li>• Desarrollar un marco normativo y regulatorio para la reconversión (retrofit) de cocción a gas natural en edificaciones antiguas hacia cocción de inducción.</li> <li>• Acelerar la implementación de medidas de construcción sostenible y programas de eficiencia energética en edificaciones, fomentando la adopción de medidas como el uso de iluminación LED, sistemas de climatización eficientes, aislamiento térmico adecuado, entre otros.</li> <li>• Dar prioridad, en el Plan Nacional de Sustitución de Leña, a la cocción con electricidad, usos sostenibles de la leña, biogás a partir de residuos como alternativas para la sustitución de usos ineficientes y altamente contaminantes de leña, en lugar de</li> </ul>

CATEGORIA	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL Y TERCIARIO
	seguros, resilientes e inclusivos; alineados con las ciudades inteligentes.	materiales utilizados en los procesos industriales, incluyendo el aprovechamiento de calor residual.	priorizar los combustibles fósiles como el gas natural y el GLP.
Incentivos y financiación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementar acuerdos comerciales o instrumentos de cooperación e inversión con potenciales socios a nivel regional e internacional para el diseño e implementación de sistemas de transporte masivo y férreo para pasajeros y carga.</li> <li>• Generar incentivos para quienes adopten las técnicas de conducción eficiente de manera comprobada (seguimiento y monitoreo a programas y metas).</li> <li>• Aumentar los incentivos para la electromovilidad en toda la cadena de valor (importación, producción, autopartes, renovación de vehículos, entre otros).</li> <li>• Implementar acuerdos comerciales o instrumentos de cooperación con potenciales socios a nivel regional y mundial para el despliegue de los</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar mecanismos para incentivar la electrificación de los procesos industriales, especialmente en sectores intensivos en energía, como estrategia de eficiencia energética, competitividad industrial y descarbonización. (económicos, tributarios, etc).</li> <li>• Establecer y promover mecanismos nacionales e internacionales de financiación preferenciales, como tasas de interés reducidas, préstamos con condiciones favorables y garantías financieras, para facilitar el acceso de las empresas del sector industrial a la financiación necesaria para para invertir en tecnologías limpias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar programas para la financiación e instalación de sistemas de generación de energía renovable para pequeña escala en viviendas y edificios comerciales, incluyendo edificaciones VIS y VIP.</li> <li>• Establecer programas e incentivos financiamientos accesibles para la transición de equipos de cocción con combustibles fósiles y leña a eléctricos.</li> </ul>

CATEGORIA	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL Y TERCIARIO
	combustibles sostenibles de aviación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Facilitar el acceso a programas de financiamiento internacional con organismos multilaterales que ofrecen financiamiento y asistencia técnica para proyectos de energía sostenible, como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Fondo Verde para el Clima.</li> </ul>	
Infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acelerar el desarrollo de infraestructura del transporte público y fomentar el cambio modal.</li> <li>Incentivar el despliegue masivo de estaciones de carga convencionales y fotovoltaicas (red de electrolinerías) en entornos urbanos y rurales, vías primarias, secundarias y terciarias, que faciliten viajes de cortas y largas distancias en vehículos eléctricos tanto pesados como livianos, de carga y pasajeros.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollar mecanismos para incentivar la transición hacia sistemas de calefacción, refrigeración y agua caliente basados en electricidad.</li> <li>Promover la adopción de tecnologías de automatización y gestión energética en hogares y edificios comerciales.</li> <li>Acelerar el diseño e implementación de proyectos de electrificación en ZNI, formuladas en conjunto con las comunidades en un esquema basado en los pilares de la Transición Energética Justa para garantizar su sostenibilidad en el largo plazo.</li> </ul>

CATEGORIA	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL Y TERCIARIO
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impulsar el desarrollo de una red férrea nacional, habilitando hubs logísticos y corredores de carga nacional e internacional, que permita viajes origen-destino a puertos y centros de distribución de carga.</li> <li>• Mejorar la navegabilidad de los ríos y tramos navegables para la multimodalidad con enfoque de TEJ.</li> <li>• Sustitución de embarcaciones de corta distancia por eléctricos.</li> </ul>		
Reindustrialización	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acelerar la reindustrialización mediante inversión en infraestructura en torno a la reconversión (<i>retrofit</i>) y todos los componentes de la cadena de valor de la electromovilidad, como la fabricación o ensamble local de componentes, desarrollo de servicios de tecnología, entre otros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar programas de capacitación y formación para los actores del sector industrial, con el objetivo de proporcionarles las habilidades y conocimientos necesarios para implementar prácticas sostenibles.</li> <li>• Desarrollar mecanismos para incentivar la producción nacional de electrodomésticos y dispositivos para la descarbonización del sector residencial.</li> </ul>	

CATEGORIA	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL Y TERCIARIO
Justicia social y ambiental, democratización energética, reconversión labora y productiva, desarrollo de capacidades	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollar de nuevos negocios y de competencias laborales entorno a la reconversión (<i>retrofit</i>) y todos los componentes de la cadena de valor de la electromovilidad, como la fabricación y/o ensamble local de componentes, desarrollo de servicios de tecnología, entre otros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alinear las metas y estrategias de salida del carbón en usos industriales con las metas de Transición Energética Justa en termoeléctricas y minería de pequeña escala, con el objetivo de tener una transición justa con los trabajadores y las industrias, y minimizar impactos negativos de la transición en la competitividad de las industrias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentivar modelos asociativos y comunidades energéticas tanto en regiones conectadas al SIN como en las ZNI.</li> <li>Adoptar metas para cobertura y calidad del servicio en las ZNI, formuladas en conjunto con las comunidades en un esquema basado en los pilares de la Transición Energética Justa.</li> <li>Fomentar programas de educación, información y pedagogía sobre los beneficios, consumo responsable, la eficiencia energética, impacto económico y ambiental de las energías renovables, así como estimular el cambio de hábitos de consumo.</li> </ul>
Digitalización, monitoreo, reporte y verificación	Desarrollar un sistema de monitoreo, reporte y verificación de información e indicadores de los sistemas de transporte de pasajeros y carga, para todos los modos, de tal forma que sea posible medir el impacto en energía, emisiones GEI y en movilidad de las medidas y estrategias de sostenibilidad y descarbonización. Incluyendo transporte no motorizado, terrestre, férreo, aéreo, marítimo y fluvial.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acelerar la implementación de medición y micro medición inteligente en las diferentes industrias.</li> </ul>	

Fuente: elaboración propia

## 6.2 Oferta de energía

CATEGORIA	ELECTRICIDAD	HIDROCARBUROS	CARBÓN
Políticas, programas, normativo y regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollo de la regulación y normatividad para el desarrollo de las metas en torno a la TEJ.</li> <li>Avanzar en los programas y planes de jubilación temprana y Transición Energética Justa en las plantas térmicas a carbón, garantizando que su reemplazo no ponga en riesgo la flexibilidad y estabilidad de la red eléctrica.</li> <li>Continuar avanzando en la implementación de medidas de mitigación, adaptación y gobernanza del cambio climático contempladas en el PIGCCme, y revisar y actualizar las metas según la pertinencia.</li> <li>Acelerar la implementación de medición inteligente y la digitalización de las redes eléctricas a nivel nacional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Asegurar el abastecimiento de gas natural para los usos estratégicos en la Transición Energética Justa, considerando una gestión adecuada de la demanda, evitando su uso en sectores con alternativas más costo-efectivas, y gestionando de forma estratégica y sostenible las reservas y recursos con que cuenta el país. Además, dado que el gas natural es un servicio público, se deben dar las medidas para que no se generen afectaciones en la continua prestación del servicio.</li> <li>Promover la diversificación de negocios verdes de Ecopetrol incluyendo la provisión de servicios de electrificación vehicular como esquema de transición y de reducción de las importaciones de gasolina y diésel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Avanzar en el fortalecimiento normativo de la etapa de cierre y pos-cierre minero, con énfasis en operaciones de minería a cielo abierto de gran escala, teniendo en cuenta que la devolución de títulos por parte de la empresa Prodeco, finalización de contratos como el de Cerrejón en La Guajira, está estimada para febrero de 2034, así como otros posibles procesos de reducción en la extracción a cielo abierto de carbón.</li> <li>Avanzar en las estrategias de legalidad, formalización y buenas prácticas de explotación de carbón metalúrgico y de productividad de la industria del coque, orientados hacia el respeto del ambiente y las comunidades</li> </ul>

CATEGORIA	ELECTRICIDAD	HIDROCARBUROS	CARBÓN
Incentivos y financiación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollar los mecanismos e incentivos necesarios para la instalación de tecnologías que brinden servicios complementarios de almacenamiento de energía y de flexibilidad para garantizar la estabilidad de la red, como inercia y corto circuito, que permitan avanzar hacia una generación al menos un 90 % renovable, en donde las plantas térmicas a gas provean el respaldo para generación durante eventos extremos.</li> <li>Acelerar el diseño de mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda en el corto plazo, y avanzar en la generación de conocimiento sobre el aprovechamiento de dispositivos distribuidos de almacenamiento, como los vehículos eléctricos, y los servicios complementarios que pueden prestar a la red en el mediano y largo plazo y ante una penetración masiva de estos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Explorar mecanismos para viabilizar aquella explotación gasífera que sea necesaria para la Transición Energética Justa, según las necesidades que vaya definiendo la planeación minero-energética.</li> </ul>	

CATEGORIA	ELECTRICIDAD	HIDROCARBUROS	CARBÓN
Infraestructura y operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A 2050, aumentar la capacidad instalada de energía eléctrica al menos seis veces con comparación con la capacidad actual, con una alta participación de autogeneración, generación distribuida y comunidades energéticas, como modelos de democratización de la energía.</li> <li>• Iniciar en el plazo de este Gobierno la planeación de expansión de la red de transmisión y distribución para soportar la capacidad instalada que requerirá la transición, lo que implica duplicar la capacidad actual de la red. Esto deberá hacerse dentro de un modelo de relacionamiento y justicia energética con las comunidades.</li> <li>• Incorporar criterios de red débil en el planeamiento de la expansión del sistema STN, STR y SDL para la asignación de puntos de conexión y el fortalecimiento la red transmisión y distribución.</li> <li>• Implementar planes para la prestación de los servicios de red de transmisión y distribución, que incorporen equipos y servicios complementarios, para aportar fortaleza y estabilidad a la red.</li> <li>• Garantizar la repotenciación de la red eléctrica en el nivel de distribución para dar cumplimiento a las metas de electrificación en el sector residencial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar la viabilidad de aprovechar la infraestructura de transporte de crudo por oleoductos, para el transporte de nuevos energéticos o sus mezclas, con el fin de promover y contribuir al proceso de descarbonización de la matriz energética colombiana y asegurar la soberanía durante la consolidación de la Transición Energética Justa.</li> <li>• Propender por minimizar la reinyección del gas natural para la extracción de petróleo en los pozos, buscando alternativas como el recobro mejorado con CCUS.</li> <li>• Promover la implementación de estrategias para a optimización de la producción de los pozos petroleros del país, como el recobro mejorado.</li> <li>• Promover medidas para la optimización y reducción de las emisiones fugitivas de gas natural en el sector petrolero, por medio de aprovechamiento en las operaciones de los campos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortalecer y avanzar en el despliegue de tecnologías de FNCER para las industrias conexas al carbón térmico como lo son: ladrilleras, cementeras, industrias de papel, textiles, entre otras, además se recomienda avanzar y fortalecer las estrategias de diversificación y reconversión de pequeños y medianos mineros de carbón térmico en el área Andina.</li> </ul>

CATEGORIA	ELECTRICIDAD	HIDROCARBUROS	CARBÓN
Justicia, social y ambiental, democratización energética, reindustrialización, reconversión labora y productiva, desarrollo de capacidades	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diseñar nuevos modelos de relacionamiento con las comunidades en el proceso de planeación de proyectos de generación de energía con FNCER y de expansión de la infraestructura de transmisión, en un marco de <i>justicia de reconocimiento, justicia distributiva y justicia procedimental</i>. Estos modelos permiten, además de reducir la pobreza energética y las desigualdades, garantizar la sostenibilidad de los proyectos y la ejecución oportuna.</li> <li>• Generar estrategias de adecuado relacionamiento entre empresas, comunidades y Gobierno para facilitar la entrada oportuna de los proyectos de generación de energía que cuentan con conexión asignada hasta 2032.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover el empoderamiento de los usuarios como prosumidores y desarrollar nuevos esquemas de propiedad de la capacidad de generación.</li> <li>• Promover la implementación efectiva de las estrategias de relacionamiento social y ambiental del sector hidrocarburos, propendiendo por viabilizar los contratos suspendidos por motivos de orden público conflictividad e impactos ambientales.</li> <li>• Propender por mitigar y minimizar los impactos negativos del sector hidrocarburos en los territorios petrolero y sus habitantes, de manera que se pueda reducir la conflictividad socioambiental que puede terminar frenando o dificultando los contratos de extracción y exploración vigentes.</li> <li>• Promover e incentivar la transición de las empresas del sector hidrocarburos hacia una oferta diversificada de nuevas tecnologías y productos para soportar la Transición Energética Justa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impulsar, estructurar y fortalecer la coordinación interinstitucional para el desarrollo de estrategias de diversificación y reconversión productiva y laboral en los municipios y departamentos dependientes de la explotación de carbón térmico a gran escala para exportación en el corto plazo y en zonas de vocación extractiva de otros minerales, especialmente en la región Caribe, considerando posibles declives en los mercados de exportación.</li> <li>• Impulsar, estructurar y fortalecer la coordinación interinstitucional para promover la reconversión productiva y laboral en zonas de extracción de carbón a pequeña y mediana escala, especialmente en la región Andina, considerando posibles</li> </ul>

			<p>declives en el uso del carbón a nivel nacional.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Avanzar en las delimitaciones de ecosistemas estratégicos y zonas excluibles de explotación minera, con el objetivo de avanzar en la planificación minero-ambiental.</li> </ul>
<p>Desarrollo de conocimiento en nuevas alternativas energéticas desde el sector de minas y energía</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avanzar en la generación de conocimiento que permita tomar decisiones sobre la viabilidad técnica, económica, ambiental y social de implementación de energía nuclear en Colombia a diferentes escalas, y, eventualmente, plantear proyectos piloto escalables para este recurso.</li> <li>• Promover el conocimiento geológico y minero hacia el aprovechamiento de la energía geotérmica desde el MME y sus adscritas, articulando las universidades, centros de investigación, centros de pensamiento, entre otros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar una evaluación integral sobre la pertinencia de ampliar redes de suministro de gas natural en el sector residencial, con el objetivo de evitar altas inversiones que puedan promover el bloqueo de carbono o convertirse en activos varados en el mediano y largo plazo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar estudios para el desarrollo, promoción, extracción y uso de los minerales estratégicos para la TEJ.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

CATEGORIA	HIDRÓGENO	BIOENERGIA
Políticas, programas, normativo y regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparar la política pública habilitante para los procesos relacionados con la producción sostenible, transporte, distribución, almacenamiento y comercialización de hidrógeno verde y la economía entorno a este.</li> <li>• Garantizar la certificación y caracterización del hidrógeno, tomando en cuenta su lugar de origen y el método de producción utilizado.</li> <li>• Fomentar y regular el uso del hidrógeno en los modos de transporte en los cuales sea factible, seguro, viable e implementable.</li> <li>• Fomentar el desarrollo del transporte intercontinental de hidrógeno verde en sus formas más costo-efectivas, como el metanol y amoniaco.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar programas de biogás como sustituto de leña, carbón y residuos en procesos de cocción en territorios con alto potencial de biomasa agrícola y pecuaria que promuevan el desarrollo de comunidades energéticas.</li> <li>• Regular las normas técnicas que definan los parámetros de calidad de los combustibles sólidos recuperados (CSR) y biocombustibles alternativos (SAF, diésel renovable, biogás, otros) para su uso final en diferentes sectores.</li> <li>• Construir e implementar la hoja de ruta para el despliegue de biocombustibles alternativos (SAF, diésel renovable, biogás, biometano, e-fuels, otros).</li> <li>• Crear e implementar un programa nacional con enfoque territorial que incentive la valorización energética de los residuos sólidos urbanos, plantas de tratamiento de aguas residuales y combustibles sólidos recuperados.</li> </ul>
Incentivos y financiación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover inversiones en plantas de producción de hidrógeno verde y establecer acuerdos de cooperación con empresas y países que tengan experiencia en esta tecnología.</li> </ul>	

CATEGORIA	HIDRÓGENO	BIOENERGIA
Justicia, social y ambiental, reindustrialización, reconversión labora y productiva, desarrollo de capacidades	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fomentar la implementación de acuerdos internacionales orientados a los mercados de exportación, que además velen por modelos de producción basados en los principios de Transición Energética Justa, y alejados de los modelos de extractivismo, y que no compitan en recurso con las fuentes de energía limpias y de bajo costo para los colombianos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desarrollar tecnologías nacionales y capacidades laborales para el montaje, mantenimiento y despliegue de modelos de negocio para soluciones de bioenergía moderna adaptadas al contexto colombiano</li> <li>Acompañar e implementar proyectos de referencia para producción de biogás, biometano, combustibles sostenibles de aviación (SAF), diésel renovable u otros biocombustibles alternativos a diferentes escalas que permitan determinar la reglamentación necesaria para su masificación.</li> </ul>
Desarrollo de conocimiento en nuevas alternativas energéticas desde el sector de minas y energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar estudios y evaluaciones interdisciplinarias y participativas sobre el impacto del hidrógeno verde en regiones con estrés hídrico.</li> <li>Promover el conocimiento geológico y minero hacia el aprovechamiento de la energía geotérmica desde el MME y sus adscritas, articulando las universidades, centros de investigación, centros de pensamiento, entre otros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diseñar e implementar un programa curricular que fomente el conocimiento e intercambio de saberes en el área de bioenergía moderna a diferentes niveles en el sistema educativo nacional.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

# CONCLUSIONES

## 7 Conclusiones

El presente ejercicio de escenarios proporciona herramientas para la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa de manera que se pueda realizar una toma informada de decisiones para la transformación del sector minero-energético y la descarbonización de la economía, integrando los ejes de reindustrialización, diversificación como principal estrategia para la superación del extractivismo, y la justicia social y ambiental. Los escenarios presentados son un punto de partida para debatir distintas trayectorias hacia una economía cada vez menos dependiente de la industria extractiva, la exportación de energéticos intensivos en carbono y el uso de combustibles fósiles.

En el escenario central presentado en este documento (TEJ), Colombia pasaría de ser un país que exporta la mayoría de los energéticos que extrae y que por eso es considerado extractivista, a ser un país que usa su energía para el bienestar y la producción local. Entre 2022 y 2030, el país triplicaría su capacidad de generación eléctrica, casi exclusivamente con FNCER. A la vez que se electrificarían cada vez más aspectos de la economía, tres olas de “estallido renovable” permitirían que dicha electricidad fuese predominantemente renovable. Esa es la puerta del futuro que abre el escenario TEJ: una economía productiva movida por el sol, el agua y el viento, trabajando en función de la vida y cuidando del patrimonio natural del país. Las estrategias planteadas son un camino hacia procesos de reconversión laboral con empleos verdes, al mismo tiempo que son una oportunidad para superar la lógica de confrontación que ha caracterizado a los proyectos minero-energéticos, entrando en una lógica de concertación y de asociación; entre ciudades y área rurales, actores privados y públicos, comunidades, empresas y Estado, y entre la vida humana y la no humana. La apuesta “Colombia Potencia de Vida” se empieza

a materializar con los pilares de justicia ambiental y social que sostienen el escenario TEJ.

En contraste, se presentan dos rangos de escenarios. Por un lado, el Tendencial y el de Políticas Declaradas, que revelan las trayectorias actuales en las que se encuentra el país y que no son compatibles, ni con las metas de descarbonización que requiere una acción climática efectiva en tiempo de crisis climática, ni con las necesidades de empleo, actividad económica y bienestar, que resultan del declive de la economía de exportación de combustibles fósiles. Por el otro lado, se tiene el escenario Compromisos COP26 que mide todos con la vara de las emisiones de GEI, sin considerar la inercia resultante de 40 años de extractivismo de combustibles fósiles o las capacidades actuales de transformación. Este segundo extremo condiciona el bienestar, la generación de alternativas laborales y el desarrollo territorial a la reducción de emisiones, corriendo el riesgo de volverse una transición centrada en los GEI y no en las personas, que para cumplir metas de descarbonización renuncie a estándares altos de justicia social, ambiental y participación democrática.

Desde el sector minero-energético, las nuevas oportunidades abarcan la economía del hidrógeno, la producción de biocombustibles, las comunidades energéticas y la generación distribuida a partir de FNCER, estas últimas aportando también a la democratización de la producción de energía. Para el país, esas nuevas oportunidades van desde la diversificación de exportaciones (ej. SAF o hidrógeno verde y derivados), pasando por la sustitución de importaciones, la recuperación de las capacidades industriales, y llegando al surgimiento de modelos nuevos de relacionamiento social y territorial.

A partir del presente ejercicio de escenarios, y especialmente a partir del escenario de Transición Energética Justa (TEJ), su conjunto de estrategias y sus resultados, se abre la discusión de esos caminos posibles y, quizás necesarios, para construir una nueva política pública orientada al desarrollo del sector minero-energético que se articule con las políticas de los sectores transporte, industria, vivienda y edificaciones, en clave de las transformaciones que se necesitan para defender la vida en el planeta y el bienestar en el país. Queda al debate político y social cómo se avanza, a través de qué acuerdo social y qué pacto político, para materializar esta oportunidad.



# REFERENCIAS

---

## Referencias

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (2023) *Informe de Reservas y Recursos Contingentes de hidrocarburos – Corte 31 de diciembre de 2022*.

Alfaro, C. M., Rueda Gutiérrez, J. B., Casallas, Y. P., Rodríguez, G. Z., & Malo, J. E. (2020). *Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia*.

Ángel-Sanint, E., García-Orrego, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia. *Energy for Sustainable Development*, 73, 152–164. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.01.019>

Bogotá Cómo Vamos. (2020). *Informe Calidad de vida en Bogotá, 2020* (Quality of life report in Bogotá, 2020). In *Geriatrics* (Vol. 12, Issue 4).

BP. (2023). *BP Energy Outlook 2023*.

Congreso de la República de Colombia (2018). *Ley 1931 de 2018*.

Cobo, M.I. (2022). *Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia* (1ª. ed.). Universidad de La Sabana.

Consejo Colombiano de Construcción Sostenible (CCCS). (2022). *Hoja De Ruta Nacional De Edificaciones Neto Cero Carbono*. [www.cccs.org.co](http://www.cccs.org.co)

CREE, & ENEL. (2023). *Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050*.

Cristello, J. B., Yang, J. M., Hugo, R., Lee, Y., & Park, S. S. (2023). Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.156>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (2023). *Proyecciones de población. Serie Nacional de Población Por Área, Para El Periodo 2020-2070*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion#>

Di Lullo, G., Oni, A. O., & Kumar, A. (2021). Blending blue hydrogen with natural gas for direct consumption: Examining the effect of hydrogen concentration on transportation and well-to-combustion greenhouse gas emissions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(36), 19202–19216. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.062>

Ecopetrol, UPME, UNAB, UIS, & UPB. (2018). *Prospectiva Energética Colombia 2050*.

Energinet, & Danish Gas Technology Centre. (2020). *Energy Storage-Hydrogen injected into the Gas Grid via electrolysis field test*.

Epelle, E. I., Desongu, K. S., Obande, W., Adeleke, A. A., Ikubanni, P. P., Okolie, J. A., & Gunes, B. (2022). A comprehensive review of hydrogen production and storage: A focus on the role of nanomaterials. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 47, Issue 47, pp. 20398–20431). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.227>

Epelle, E. I., Obande, W., Udourioh, G. A., Afolabi, I. C., Desongu, K. S., Orivri, U., Gunes, B., & Okolie, J. A. (2022). Perspectives and prospects of

underground hydrogen storage and natural hydrogen. *Sustainable Energy Fuels*, 6(14), 3324-3343. <https://doi.org/10.1039/d2se00618a>.

Generación Sole, & PNUMA. (2021). La oportunidad de negocio de la Generación Solar Distribuida en Colombia. Mecanismos de financiamiento para la banca comercial. In *Generación Sole*.

GIZ Colombia. (2023). Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia.

Gobierno de Colombia. (2020a). *CAMBIO CLIMÁTICO Contribución Determinada a Nivel Nacional ( NDC ) de Colombia*.

Gobierno de Colombia. (2020b). *Portafolio de medidas sectoriales de mitigación del cambio climático: Contribución determinada a nivel nacional (NDC) de Colombia*.

Gobierno de Colombia. (2021a). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. MinAmbiente; DNP; Cancillería; AFD; Expertise France. <https://e2050colombia.com/>

Gobierno de Colombia. (2021b). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. MinAmbiente; DNP; Cancillería; AFD; Expertise France.

Huxham & Anwar. (2023). *Understanding the impact of a low carbon transition on Colombia*.

IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, & CANCELLERÍA. (2021). *Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)*.

International Energy Agency (IEA) (2022a). *Coal 2022: Analysis and forecast to 2025*.

International Energy Agency (IEA) (2022b). *Coal in Net Zero Transitions: Strategies for rapid, secure and people-centred change*. In *Coal in Net Zero Transitions*. URL:<https://doi.org/10.1787/5873f7bb-en>

International Energy Agency (IEA) (2022c). *World Energy Outlook 2022*.

International Energy Agency (IEA) (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency, 224. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

Ishaq, H., Dincer, I., & Crawford, C. (2022). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(62), 26238–26264. URL:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>

Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., & Morosuk, T. (2023). “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*, 291, 117294. URL:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>

LEAP, & SEI. (s.f.). *LEAP Structure*. Retrieved July 6, 2023, from [https://leap.sei.org/help/Concepts/LEAP\\_Structure.htm](https://leap.sei.org/help/Concepts/LEAP_Structure.htm)

Ley 2294 de 2023, 130 (2023). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>

Medellín Cómo Vamos. (2020). *Informe de Calidad de Vida: Vivienda y servicios públicos*.

Minambiente: Rodríguez Vargas, D. C. N. S. M. C. L. B. M. A., Ministerio de Minas: Chaves Acosta, L. K., Ministerio de Transporte: Mendoza Téllez, F. P. P. M. J. R. A. N., & Upme: Sánchez Ruiz, C. G. P. L. A. (2020). Estrategia nacional de movilidad eléctrica.  
<https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Estrategia-Nacional-de-Movilidad-Elctrica-enme-minambiente.pdf>

Michael Gillenwater, Kristina Saarinen, y A.-L. N. A. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero: Precursores Y Emisiones. *Control*, 7, 17.

Ministerio de Minas y Energía. (2023a). *Diagnóstico Base para la Transición Energética Justa*.

Ministerio de Minas y Energía. (2023b). *Metodología para definir la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa en Colombia*.

Ministerio de Minas y Energía. (2023c). *Sistematización Diálogos Nacionales para la Construcción de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa*.

Ministerio de Minas y Energía. (2023d). *Potencial FNCER Subnacional y Estrategia de Descarbonización*.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*.

Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación, & Fondo Nacional de Proyectos para el Desarrollo. (1982). *Estudio Nacional de Energía, Informe Final*.

Ministerio de Transporte, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, & Departamento Nacional de Planeación. (2022). *Estrategia nacional de transporte sostenible*.

Ministerio de Transporte. (s.f.). Transporte en Cifras. Retrieved July 7, 2023, from <https://www.mintransporte.gov.co/publicaciones/9443/transporte-en-cifras/>

Resolución 40807 de 2018, Pub. L. No. 40807 (2018).

Resolución 40350 de 2021, Pub. L. No. 40350 (2021).

Resolución 549 de 2015, Pub. L. No. 549 (2015).

Naciones Unidas Colombia. (2023). Los Objetivos de Desarrollo Sostenible en Colombia. Naciones Unidas. <https://colombia.un.org/es/about/about-the-un#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20en%20Colombia&text=Se%20interrelacionan%20entre%20s%C3%ADe,la%20paz%20y%20la%20justicia.>

Nieves, J. A., Aristizábal, A. J., Dyner, I., Báez, O., & Ospina, D. H. (2019). Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application. *Energy*, 169, 380–397. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.051>

NRGI. (2023). *Análisis fiscal del carbón y el petróleo en Colombia (Forthcoming)*.

Ortega-Arango, S., Ángel-Sanint, E., & Jaramillo-Vélez, A. (2022). *Escenarios energéticos: seis posibilidades para la transición en Colombia (1st ed., Vol. 1)*.

Pelgrims, M., Das, A., Correa, J., Morales, R., Morillo, J. L., Espinosa, M., Herrera, J. C., Felipe Mendez, J., & Cadena, A. (2020a). *Propuesta De Actualización Y Consolidación De Escenarios De Emisiones De GEI Por Sector Y Evaluación De Costos De Abatimiento Asociados En Colombia*. 1–205.

Presidencia de la República, Ministerio de Transporte, Agencia Nacional de Infraestructura, Departamento Nacional de Planeación, & Invias. (2020). Plan maestro ferroviario. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Plan-Maestro-Ferrovionario.pdf>

Prinzhofer, A., Moretti, I., Françolin, J., Pacheco, C., D'Agostino, A., Werly, J., & Rupin, F. (2019). Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: the example of a Brazilian H<sub>2</sub>-emitting structure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(12), 5676-5685. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>

Quadrelli, R. (2018). Collecting energy efficiency data for transport. International Energy Agency, Energy Data Centre.

Renewables Consulting Group & ERM. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*.

Rissman, J., Bataille, C., Masanet, E., Aden, N., Morrow, W. R., Zhou, N., Elliott, N., Dell, R., Heeren, N., Huckestein, B., Cresko, J., Miller, S. A., Roy, J., Fennell, P., Cremmins, B., Koch Blank, T., Hone, D., Williams, E. D., de la Rue du Can, S., ... Helseth, J. (2020). Technologies and policies to decarbonize global industry: Review and assessment of mitigation drivers through 2070. *Applied Energy*, 266, 114848. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114848>

Sabana Centro. (2020). *Sabana Centro Cómo Vamos* (Vol. 5).

Sand, M., Skeie, R. B., Sandstad, M., Krishnan, S., Myhre, G., Bryant, H., Derwent, R., Hauglustaine, D., Paulot, F., Prather, M., & Stevenson, D. (2023). A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Communications Earth and Environment*, 4(1). <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8>

Schoeneberger, C., Zhang, J., McMillan, C., Dunn, J. B., & Masanet, E. (2022). Electrification potential of U.S. industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact. *Advances in Applied Energy*, 5, 100089. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100089>

Smith, R. A., Vesga, D., & Cadena, Á. I. (2000). Escenarios futuros de energía para Colombia. *Gestión y Ambiente*, 0(0), 145–166. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/gestion/article/view/88619>

Sorknæs, P., Johannsen, R. M., Korberg, A. D., Nielsen, T. B., Petersen, U. R., & Mathiesen, B. V. (2022). Electrification of the industrial sector in 100% renewable energy scenarios. *Energy*, 254, 124339. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124339>

SUI (2023). Sistema único de información de servicios públicos domiciliarios. <http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/comerciales?page=2>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2019). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica - PIEC 2019-2023*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2020a). *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2020b). *Plan Energético Nacional 2020-2050*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2021). *Balance energético colombiano*. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>

Unidad de Planeación Minero-Energético (UPME) (2016). *FECOC 2016*. Retrieved from [http://www.upme.gov.co/Calculadora\\_Emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html) July 6, 2023.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2021a). *Plan de Acción Indicativo PROURE: Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2021b). *Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos. Tema: Abastecimiento*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2022a). *Balance Energético Colombiano 2021*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2022b). *Plan Nacional de Sustitución de Leña*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2022c). *Mercado Nacional carbón Metalúrgico*. Consultado en abril de 2023, <https://public.tableau.com/app/profile/upme/viz/MercadoNacionalCarbonMetalurgico/Historia>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023a). *Plan Energético Nacional 2022-2052*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023b). *Informe de Registro de Proyectos de Generación de Electricidad*. <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Inscripcion-proyectos-generacion.aspx>

UPME, & JTB Company. (2022). *Estrategias para maximizar el potencial minero en las regiones de Colombia y prepararse para la dinámica del mercado del carbón térmico a nivel global*. 1–218.

UPME, JTB Company, & EY. (2018). *Elaborar los modelos nacionales de oferta y demanda, y balance de minerales, analizando los escenarios minerales del país y estableciendo proyecciones de oferta y demanda de minerales en el corto, medio y largo plazo (a 2035)*.

UPME, IREES, & TEP. (2019). Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética. *Unidad de Planeación Minero-Energética*, 1, 1–40.

UPME, Pontificia Universidad Javeriana, & COLCIENCIAS. (2015). *Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia*.

Wei, M., McMillan, C. A., & de la Rue du Can, S. (2019). Electrification of Industry: Potential, Challenges and Outlook. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 6(4), 140–148. <https://doi.org/10.1007/s40518-019-00136-1>

Wood Mackenzie. (2022). Global exploration: 5 things to watch in 2023. Wood Mackenzie. Retrieved December 7, 2022, from <https://www.woodmac.com/reports/oil-and-gas-exploration-global-exploration-5-things-to-watch-in-2023-150082480/>

XM. (2023). *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2022*.

Zapata-Mina, J., Restrepo, A., Romero, C., & Quintero, H. F. (2020). Exergy analysis of a diesel engine converted to spark ignition operating with diesel, ethanol, and gasoline/ethanol blends. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 42, 100803. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100803>

Zapata-Mina, J., Restrepo, A., & Tibaquirá, J. E. (2023). Assessment of the exergy, emissions, and combustion characteristics of a diesel engine operating on low-glyceride biodiesel blended with diesel fuel. *Case Studies in Thermal Engineering*, 41, 102636. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2022.102636>



# ANEXO A:



## Comparación de parámetros y supuestos con escenario de transición energética del PEN 2022-2052

Se presenta a continuación los parámetros, variables y constantes de simulación empleados en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, con mayor relevancia en el modelado matemática y su caracterización.

Se presenta la Tabla A1, comparativa con los parámetros y valores de la simulación.

**Tabla A1. Comparativa parámetros y valores de la simulación**

Criterio	Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa (TEJ)	PEN
Enfoque de los escenarios	apuesta social y política, incluyendo: Reindustrialización; Oportunidades para manufactura colombiana Reconversión laboral; posextractivismo. Derechos de la población en los diferentes sectores de consumo. - Se eligió un camino a partir de unas apuestas políticas. - Diálogos sociales.	Centrado driver tecnológicos y combinación de políticas para evaluar una exploración de caminos. Diálogos enfocados en sector.

Población	Proyección DANE marzo de 2013 - 57mill personas a 2050.	Proyección de hogares y vehículos no cambia con los 57mill personas. Metodologías diferentes respecto a HdR.
Escenario tendencial	Se contempla como línea base.	No se presenta. Todos los escenarios tienen una apuesta de cambio tecnológico y de política.
Escenario políticas anunciadas	Políticas anunciadas junto con velocidades de mercado. PIB: 3 % anual Transporte: Ley 1964 de 2019 - Electrificación privados a velocidad máxima que permite el mercado (cumplimiento parcial meta 600k vehículos) Transporte aéreo - SAF según tendencial - mercado. Transporte férreo - en construcción. Industria: PROURE (alcanzar meta requeriría velocidades de cambio poco realistas) Residencial y terciario: Plan nacional de Sustitución de Leña actual. Construcción sostenible 2015 100 % PROURE	Los escenarios tienen un enfoque diferente.
Escenario compromisos 2050 COP26	Se presenta como referencia. Compromisos adquiridos para Colombia COP26 a 2050.	No se presenta
	<b>Escenario Transición Energética Justa (TEJ)</b>	<b>Escenario túnel TE - PEN</b>
PIB	4 %, consistente con supuestos de IEA, de aumento de PIB como consecuencia de las inversiones que se requieren para este escenario. <b>Sustentar más este supuesto</b>	No se especifica. Con proyecciones macro económicas generadas por la subdirección de demanda. Las cuales incorporan información de proyecciones del DANE hasta el tercer trimestre de 2022.

<p>Transporte</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solución planteada para todos los modos de transporte, con una aproximación desde la movilidad sostenible, ingeniería de transporte y ciudades inteligentes.</li> <li>- Impulso al sector transporte como motor de la reindustrialización de la economía posextractivista y reconversión laboral para proyectos de infraestructura.</li> <li>- Incorporación de multimodalidad, intermodalidad y balanceo de carga entre los modos terrestre-férreo-fluvial-marítimo, desplazando carga hasta 40 % de terrestre a otros modos al 2050 en TEJ.</li> <li>- Incorporación de programas para el cambio modal (cambio comportamental a movilidad sostenible y mejora de infraestructura para peatones y vial) a transporte público, movilidad activa y no motorizada (bicicletas y caminatas), disminuyendo km recorridos en vehículos privados, entre 10 % y 20 % en TEJ.</li> <li>- Estrategía de reconversión a eléctricos para vehículos de pasajeros livianos y pesados: taxis, transporte masivo, veh. particulares, así como vehículos de 2 y 3 ruedas, entre otros.</li> <li>- Programas de conducción eficiente: de 5 % a 15 % de mejora en consumo de combustibles en transporte de carga.</li> <li>- Incorporación de combustible de aviación sostenible a apartir de 2028, alcanzando una mezcla de 10 % y 15 % entre el 2040 y 2050.</li> <li>- Implementación de una red férrea nacional, orientada a carga internacional y</li> </ul>	<p>Aproximación desde la tecnología y sustitución tecnológica (tecnocéntrica).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cambio modal: 15 %</li> <li>- Multimodalidad: no especificado en el documento</li> <li>- Estrategía de reconversión a eléctricos: no especificado en el documento</li> <li>- Se tiene en cuenta reemplazo del parque automotor - un porcentaje de las salidas se reemplazan con eléctricos.</li> <li>- Mejoras en la eficiencia de los vehículos. Mejora de la eficiencia energética de vehículos livianos a gasolina de -2,2 % anual [Lge/100 km] (En el marco del GFEI)</li> <li>- Combustible de aviación sostenible, SAF: Porcentaje no especificado n el documento publicado.</li> <li>- Biocombustibles (mezcla):-No especificado.</li> <li>- Sistema férreo: No especificado en el documento publicado (4 trenes elec para pasajeros)</li> <li>- Programas de conducción eficiente: No especificado en el documento publicado</li> </ul>
-------------------	--	---

el desarrollo de hubs logísticos (al menos 3533 km de infraestructura).

- Sustitución de vehículos acuáticos de corta distancia por eléctricos.
- Uso de biocombustibles en transporte: bioetanol (14 %), Biodiésel (20 %) y biodiésel marino (10 %) al 2035.
- Transporte intercontinental marítimo: usando amoníaco y metanol.

<p>Industria</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Carbon minero desde 22 % en 2022 a 0 % en 2035</li> <li>- Bagazo desde 21 % en 2022 a 27 % en 2035, luego reducción a 21 % en 2050.</li> <li>- Gas natural incrementa de 19 % en 2022 hasta 27 % en 2035, posteriormente se reduce por uso de biogás e hidrógeno hasta llegar a 21 % en 2050.</li> <li>- Biogás participación del 2 % a 2050.</li> <li>- Hidrógeno participación del 4 % a 2050 por uso directo y blending de 5 % con gas natural.</li> <li>- Electricidad incrementa de 25 % en 2022 a 44 % en 2050, por sustitución de tecnologías de gas de baja y media temperatura.</li> <li>- Reducción del uso de diésel de 9 % en 2022 a 6 % en 2050, este consumo se ve representado en el sector de construcción, el cual integra equipos electricos a su matriz.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Carbón mineral desde un 24 % en 2022 hasta alcanzar un 0 % en 2030.</li> <li>- Bagazo aumenta de 23 % en 2022 hasta 29 % en 2050.</li> <li>- Reducción de leña y los combustibles líquidos desde 2025 hasta llegar a un 0 % en 2030.</li> <li>- Reducción del consumo de gas natural del 30 % al 24 % (límite inferior) y del 30 % al 17 % (límite superior).</li> <li>- Participación entre 5 % (lim sup) y 7 % (lim inf) de hidrógeno a 2050, por uso directo y blending</li> <li>- Electricidad tiene una participación entre 38 % (lim sup) y 44 % (lim inf) a 2050.</li> </ul>
<p>Residencial y terciario</p>	<p>2026 en adelante - Edificaciones nuevas con infraestructura inducción.</p> <p>2026 - Expansión GN en PND. A partir de este año no se expande más la cobertura.</p> <p>2030 - Inicia conversión inducción.</p> <p>2040 - Meta de reconversión 15 % hogares (estrato 5 y 6), adicional a edificaciones nuevas (Urbana alcanza 45 %).</p> <p>2050 - Cocción urbana 87 % eléctrica.</p> <p>PNSL con mayor énfasis en electricidad, y no en GN y GLP.</p>	<p>Reducción progresiva gas natural y GLP a razón de electricidad.</p> <p>2050 - 22 % - 10 % gas natural.</p> <p>*Sector Urbano</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Reducción progresiva de la participación del GLP desde un 9 % en 2025 hasta llegar a un 100 % de reducción en 2035</li> <li>-Reducción progresiva del gas natural entre un 4 % y un 9 % desde 2025 hasta alcanzar una reducción del 50 % al 80 % en 2052. La electricidad reemplaza al gas natural en</li> </ul>

	<p>2030 - 15 % del grupo 1 sustitución con electricidad.</p> <p>2040 - Se completa el grupo 1.</p> <p>Desmante progresivo de GLP en regiones con conexión a la red eléctrica.</p> <p>2050 - 45 % de hogares rurales coCCIÓN CON electricidad.</p> <p>Se mantienen usos culturales de leña según PNSL - 4 % en 2050.</p>	<p>estos procesos de calor directo.</p> <p>-Incrementos progresivos en el uso de la electricidad hasta alcanzar un rango del 65 % al 85 % en 2050</p> <p>*Sector rural PNSL Se mantiene GLP rural Usos de leña entre 2 % y 0 % en 2050.</p>
Minería y otros	Consumo de energía consistente con disminución de producción de carbón.	Consumo de energía consistente con disminución de producción de carbón.
	<b>Escenario Transición Energética Justa (TEJ)</b>	<b>Escenario túnel TE - PEN</b>
Oferta carbón termico	<p>Reducción de producción de carbón progresiva, y consistente con fechas de vencimiento de títulos mineros.</p> <p>2035 - 29 Mt/año</p> <p>2050 - 2 Mt/año</p>	<p>Alineados con escenario "Divergencia(revisar nombre del escenario) Análisis Prospectivo del Mercado Internacional de Carbón UPME (2020)</p> <p>2035 - 37 Mt/año</p> <p>2050 - 12 Mt/año</p>
Oferta carbón metalúrgico	<p>Se estabiliza la producción al rededor de 10-11 Mt/año en los prox años, y decrece lentamente después de 2035.</p> <p>2035 - 11 Mt</p> <p>2050 - 8 Mt</p>	<p>Alineados con "Análisis Prospectivo del Mercado Internacional de Carbón UPME (2020)</p> <p>2035 - 9 Mt</p> <p>2050 - 25 Mt</p>
Oferta gas natural	Proyección producción Reservas con base en información presentada por la ANH.	Escenarios probabilísticos de incorporación de recursos. Escenarios formulados para analizar cuánto se podría necesitar, y no para estimar cuánto va a haber disponible. Se selecciona el escenario que tenga menor expectativa de importación con respecto a la demanda.

Oferta petróleo	Proyección producción Reservas y recursos contingentes presentados en el Plan Ind. Abastecimiento comb. líquidos UPME (2022)	Escenarios probabilísticos de incorporación de recursos. Escenarios formulados para analizar cuánto se podría necesitar, y no para estimar cuánto va a haber disponible. Se selecciona el escenario que tenga menor expectativa de importación con respecto a la demanda.
Oferta electricidad	<p>La oferta de electricidad del SIN para la TEJ se construye a partir del reconocimiento del potencial aprovechable a través de comunidades energéticas en torno al agua, al sol y a la biomasa residual; entender el potencial de los recursos naturales en los territorios, priorizando un aprovechamiento sostenible y respetuoso con los usos tradicionales y vocacionales; e incorporando las preocupaciones y necesidades de las comunidades.</p> <p>Total (GW) 93,9  Onshore 7 GW  Offshore 13 GW  Solar 31 GW (Normal y + BESS)  Hidro 19,74 GW  Nuclear 0 GW (2035)  Gas 3,7 GW a 2052 (CCUS)  Geotérmica 1,17 GW</p>	<p>Los escenarios del PEN abordan la oferta de energía eléctrica a partir de los potenciales registrados en la literatura, proyectando tecnologías que hoy son implementables para resolver las necesidades que habrá dentro de 27 años.</p> <p>Total (GW) 96,4-120,8  Onshore: 30 GW  Offshore 10-18 GW  Solar 24-32 GW  Hidro 21,8-29 GW (se revisara cuantas hidro de alta capacidad - embalse por robustez del sistema)  Nuclear 1,2-1,8 GW (2035) (Revisar, entra desde 2038, lo cambiaron para este PEN, entra en 2035)  Gas+Carbón 6 GW a 2052 (CCUS) (se considera que se tendrá la tecnología disponible para esa cantidad de emisiones)  Geotérmica 0,87 GW</p>
Hidrógeno	<p>Verde: 25 GW Electrolizadores - 32 GW Cap FNCER  (1/3 proporcional <math>f_p=0,45</math>)  - Exportación de hidrógeno y sus derivados  - Usos para transporte terrestre,</p>	<p>Verde: 16,5 GW Electrolizadores - 32 GW Cap FNCER  (1,5 Offshore + 25 Solar+ 5 Onshore)  - Usos transporte  - Usos industria</p>

	especialmente vehículos pesados. - Usos para transporte marítimo: amoníaco y metanol	
Bioenergía	Bioenergía es un eje fundamental para la generación de energía eléctrica, especialmente en usos distribuidos que aportaran eficiencia, flexibilidad y firmeza al SIN	Bioenergía no es especificada para la producción de electricidad, entra dentro de la canasta de oferta de energía primaria.

Fuente: elaboración propia.

## ANEXO B:

---

### Documentación del modelo matemático

---

En este documento se presenta la estructura de la simulación implementada en el software *Low Emissions Analysis Platform* (LEAP) los cambios que se han realizado sobre la estructura entregada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), excepto el modelo de transporte, el cual fue construido con una nueva aproximación desde la ingeniería de transporte y movilidad sostenible. Este documento detalla la metodología utilizada para la simulación de los escenarios contemplados en la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, el tipo de aproximación utilizada para calcular los valores de demanda energética, y emisiones de GEI.

La estructura general de la simulación en LEAP se obtuvo de la UPME, quienes la utilizan para simular los escenarios del Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052. Originalmente esta estructura se propuso para la simulación del NDC colombiano (Pelgrims et al., 2020a), donde se calculó la demanda de energía y las emisiones de GEI de los sectores Residencial, Terciario, Transporte, Industrial y la oferta energética colombiana.

Las siguientes secciones presentarán los cambios que se realizan para la inclusión de los escenarios de Transición Energética Justa y los parámetros de simulación utilizados. En cada sección, se presenta una figura que representa en colores los diferentes niveles jerárquicos propuestos en LEAP para representar en términos generales categorías, usos de la energía, energéticos y eficiencias de tecnologías. Dentro de la simulación se utilizaron tres metodologías diferentes de cálculo de demanda energética y de emisiones: 1) *Technology with energy intensity analysis*, *stock turnover analysis*, y *Useful energy intensity analysis*. Debido a que para cada

categoría de simulación estas metodologías se aprovechan de forma diferente en las siguientes secciones se presentará en tablas las bondades y estrategias de usos de estas metodologías en LEAP.

### B.1 Sector transporte

A continuación, se describen los conceptos, estrategias y parámetros del modelo de transporte y su implementación:

- Modelado matemático basado en “Gestión de la demanda de transporte” (Teoría de Ing. de Transporte) y movilidad sostenible:
- Cambio modal: Formulación probabilística para asignar demanda a transporte público y no motorizado, de acuerdo con la siguiente formulación (Quadrelli, 2018);

$$y_{ij}^{Tran.Pub(TP)} = a_k + b_k \cdot \frac{e^{\beta \cdot c_{ij,TP}}}{e^{\beta \cdot c_{ij,Otros}} + e^{\beta \cdot c_{ij,TP}}} \quad (1)$$

Donde  $y^{TP}$ , es la función de probabilidad que determina la preferencia entre transporte público u otra alternativa para trasladarse de origen  $i$  a destino  $j$ .

$a_k, b_k$ , representan la preferencia por transporte privado y público (“captativedrivers and riders”).

$\beta, c$ , son coeficientes de la función.

- Eficiencia energética en el transporte, dadas por las siguientes ecuaciones:

$$EficienciaEnergetica_{pax} = \frac{pax \cdot km}{J} \quad (2)$$

$$EficienciaEnergetica_{carga} = \frac{t \cdot km}{J} \quad (3)$$

- Multimodalidad: Distribución y optimización de carga entre terrestre-férreo-fluvial
- Movilidad activa: Consideración de medios de transporte como la bicicleta y caminata, disminuyendo km\_recorridos y emisiones del transporte privado (veh. particular y motos)

- Políticas públicas y factores de ajuste: se ha considerado el impacto de medidas adoptadas o por adoptar en la movilidad y el transporte sostenible, como:
  - Factor de sustitución de vehículos de combustión interna
  - Factor de incentivos para movilidad eléctrica
  - Factor de reconversión (Retrofit)
  - Factor de aceleración a la electromovilidad
  - Factor de salidas de vehículos
  - Entre otros.

La formulación en el modelo está dada por la siguiente ecuación (4) (fuente: elaboración propia), que describe los kilómetros recorridos anuales (kmr) de cada vehículo, dada su configuración paramétrica, de la siguiente manera:

$$kmr_{ij} = \sum_{i,j=1}^{cat,energetico} \sum_{k=1}^{factor} (1 - F_k)(kmh_{ij}) \quad (4)$$

Donde  $i,j$ , índices representando categoría (livianos/pesados de carga/pasajeros, motos, etc.) y energético para cada tipo de vehículo.

$kmr (veh_{ij})$ , kilómetros recorridos con ajuste de factores/políticas

$kmh_{ij}$ , kilómetros recorridos históricos.

$F_k$ , factor para medidas de movilidad sostenible o política pública

- Caracterización individual de cada sub-sector del transporte terrestre, por categoría (veh. ligeros y veh. pesados de pasajeros y carga, veh. de uso público, motocicletas, veh. de 2 y 3 rueda) basado en los reportes anuales del Ministerio de Transporte - Transporte en Cifras, considerando:
  - Comportamiento de ventas y modelo de negocio
  - Stock histórico y cambio anual
- Validación de supuestos con el Ministerio de Transporte, durante etapa inicial de conceptualización de las estrategias de descarbonización.

- Caracterización de energéticos por categoría, usando Transporte en Cifras, RUNT y datos de la Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (Andemos).
- Proyección de demanda para carga y pasajeros.
- Proyección de ventas y stock empleando factores socio-ambientales, así como factores económicos propios del sector transportador (ej. Gremios y condiciones de acceso a programas de financiación). Enfoque: Transición Energética Justa
- Implementación del modelo en el software LEAP “Low Emissions Analysis Platform”, herramienta especializada para el análisis y toma de decisiones de energía y cambio climático, usada y validada por gobiernos de más de 190 países.

*Variables y parámetros de simulación.*

En la Tabla B1 se presentan algunos de los parámetros y variables empleadas en la modelación de los escenarios de transporte para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa.

**Tabla B1 Principales variables y parámetros que se tienen en cuenta en el modelo de transporte (supuestos e hitos considerados para el sector residencial y terciario en el Escenario TEJ)**

Modo de transporte	Variable/parámetro
<b>Transporte terrestre carretero</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Población proyectada (DANE, 2023).</li> <li>• Demanda y eficiencias energéticas.</li> <li>• Cambio modal: % disminución km recorridos vehículos particulares.</li> <li>• Multimodalidad: % km recorridos terrestre / % carga desplazada.</li> <li>• Parque automotor 2010-2022 (Mintransporte/RUNT).</li> <li>• Tendencias de ventas 2010-2022.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participación modal (DANE, Encuesta Calidad de Vida y encuestas de movilidad por ciudad).</li> <li>• T. Carga-toneladas (Portal Logístico Colombiano, Mintransporte).</li> <li>• T. no motorizado, % uso no motorizado.</li> <li>• Kilómetros recorridos por tipo vehículo.</li> <li>• Tipo de servicio de vehículo.</li> <li>• Incentivos y políticas públicas</li> <li>• Renovación de flota.</li> <li>• Emisiones de GEI (UPME, s. f.).</li> </ul>
<b>Transporte férreo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PIB.</li> <li>• Población proyectada (DANE, 2023).</li> <li>• Infraestructura férrea (activa/inactiva).</li> <li>• Demanda y eficiencias energéticas.</li> <li>• Demanda de carga.</li> <li>• Demanda de pasajeros.</li> <li>• <i>Rolling stock</i> (vehículos).</li> <li>• Capacidad (pasajeros y carga).</li> <li>• Participación modal terrestre-férreo-marítimo-fluvial en pasajeros y carga.</li> <li>• Proyectos ferroviarios del PND 2022-2026.</li> </ul>
<b>Transporte aéreo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PIB.</li> <li>• Población proyectada (DANE, 2023).</li> <li>• Demanda JET A1. Fuente: Sistema de Información de Combustibles Líquidos (SICOM).</li> <li>• Demanda vuelos nacionales.</li> <li>• Demanda vuelos internacionales.</li> <li>• Demanda global aviación.</li> <li>• Nivel de madurez tecnológica para la producción de SAF.</li> </ul>
<b>Transporte marítimo y fluvial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PIB.</li> <li>• Población proyectada (DANE, 2023).</li> <li>• Tramos navegables de los ríos en Colombia.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda de carga (Mintransporte).</li> <li>• Demanda de pasajeros (Mintransporte).</li> <li>• Embarcaciones y movilidad futura.</li> <li>• Nivel de madurez tecnológica para tecnologías eléctricas.</li> <li>• Infraestructura (muelles, puertos).</li> <li>• Infraestructura e interconexión de estaciones de carga.</li> <li>• Acceso del transporte a población en ZNI, vulnerables o aisladas.</li> </ul>
--	---

Fuente: elaboración propia.

### Implementación en LEAP del sector de transporte

Para la implementación y simulación del sector de transporte se llevó a cabo mediante metodologías híbridas de simulación en el software LEAP. A continuación, en la Tabla B2 se describen las metodologías y los parámetros de simulación que fueron utilizados para la construcción de los diferentes escenarios.

**Tabla B2. Descripción de metodología de simulación aplicada al sector transporte**

Categoría de transporte	Metodología de simulación	Descripción de la metodología	Parámetros
Transporte terrestre carretero	Stock turnover method	Es una metodología que calcula el efecto de políticas en el inventario actual y venta de tecnologías actuales y futuras. Permite calcular el efecto de políticas de sustitución y recambio de tecnologías en el inventario actual y	Para cada categoría de transporte (1A3) propuesta por el IPCC y las respectivas tecnologías del sistema terrestre carretero (1A3b I-IV) se utilizaron los parámetros de: Consumo de energía (energía/distancia), porcentaje de distribución

Categoría de transporte	Metodología de simulación	Descripción de la metodología	Parámetros
		futuro de los vehículos. Permite también, la implementación de políticas y tendencias de ventas. Así como enfoques hacia la renovación de la flota por desintegración de vehículos	de energéticos de alimentación, distancia recorrida (km), ventas de vehículos (unidades vendidas), inventario (acumulación de inventario y ventas) y edad de la flota actual (distribución de la edad de la flota), porcentaje de desintegración de vehículos por tecnología, emisiones directas por usos de combustibles (emisiones de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O y CH <sub>4</sub> ).

Fuente: elaboración propia.

Con respecto a la simulación base, la Figura B1 representa la estructura del sector de transporte terrestre, donde se muestra en colores las jerarquías de la simulación, encontrando el mayor nivel jerárquico a la izquierda y sus dependencias en las cajas de la derecha. Los colores de la Figura B1 muestran los niveles de desagregación, el primer nivel en azul representa las categorías principales propuestas por el RUNT, el segundo nivel en color gris los tipos de vehículos, el tercer nivel en naranja el tipo de energético que alimenta el transporte carretero y el cuarto nivel en amarillo representa las eficiencias de cada tecnología que aprovecha los energéticos en términos de distancia recorrida por unidad energética.

Esta distribución aplica únicamente para el sector carretero debido a que tiene diferentes niveles de desagregación según la categoría. Las modificaciones sobre la estructura base de la simulación en el sector transporte terrestre se presentan en

color morado y son: la inclusión de las categorías “No motorizado”, y “Transporte masivo” que se deriva de la categoría original pasajeros/bus.

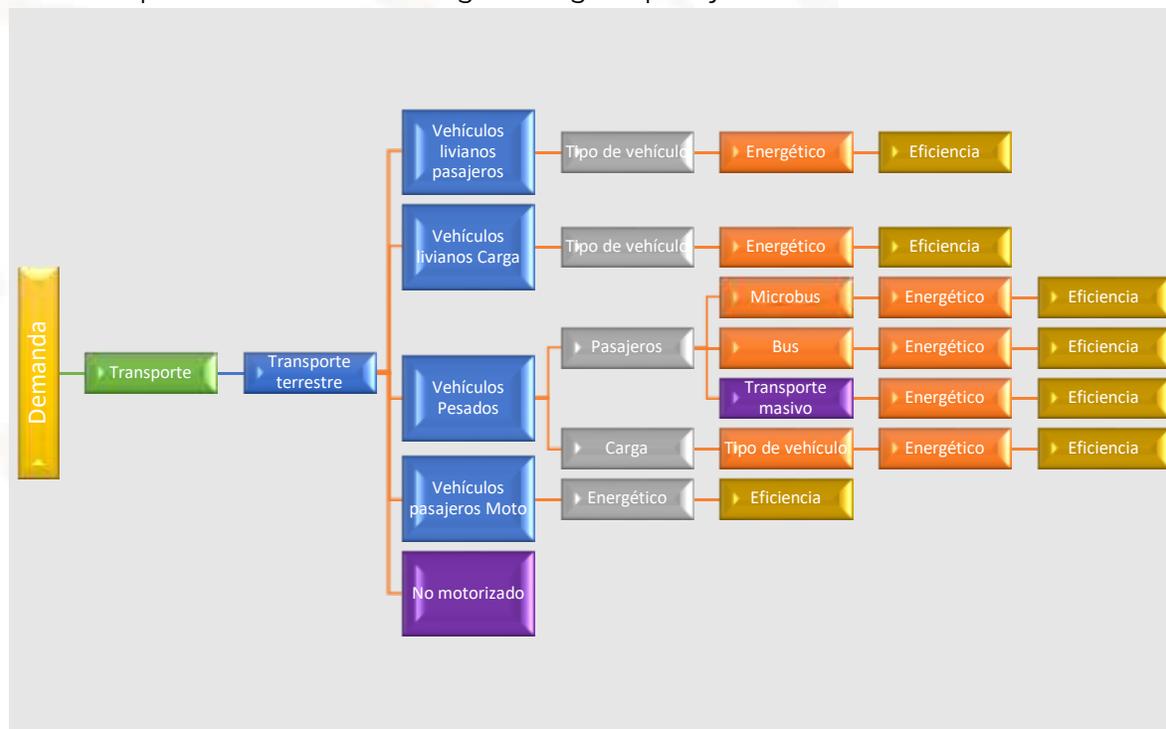


Figura B1. Estructura de simulación en LEAP para la Transición Energética Justa del sector transporte terrestre

Fuente: elaboración propia.

Los cálculos del inventario de vehículos, demanda de energía y cuantificación de las emisiones de GEI se realizan según la metodología de stock turnover analysis que se calcula según las ecuaciones siguientes:

Cálculos para metodología de cambio de inventario de tecnologías (Stock turnover analysis)

$$Inventario_{t,y,v} = inventario_{y-1} + ventas_{t,v} * supervivencia_{t,y-v} \quad (5)$$

$$Inventario_{t,y} = \sum Inventario_{y,v,t} \quad (6)$$

$$Consumo \ de \ energía_{t,y,v} = Stock_{t,y,v} * Kilometraje_{t,y,v} * consumo \ de \ combustible_{t,y,v} \quad (7)$$

$$Emisiones_{t,y,v} = Stock_{t,y,v} * Kilometraje_{t,y,v} * consumo \ de \ combustible_{t,y,v} * Factor \ de \ emisión_{t,y,p} \quad (8)$$

Donde:

t es el tipo de vehículo, v es el modelo del vehículo, y es el año de cálculo, p es el factor de emisión para cada tipo de contaminante, ventas son el número de vehículos que ingresan en un año e inventario el número acumulado de vehículos.

## B.2 Sectores industria, minería, construcción, refinerías y coquizadoras

La estructura del sector industrial se conserva sin modificaciones sobre la entregada por la UPME que se describe en (Pelgrims et al., 2020b). Para la simulación se utilizó la información presentada en el informe de balance de energía útil (UPME et al., 2019a) donde se establecen los usos de cada industria exceptuando las industrias de minería, cantería y construcción (Tabla B3). Para el grupo en el que no se establecen los usos de la energía, toda la demanda se centra en el consumo de energéticos sin detallar su uso (tomando la información directamente del BECO) (Tabla B3). La simulación comprende la demanda energética del sector manufactura en 13 categorías agrupando los códigos CIIU del país según la metodología del IPCC (Michael Gillenwater, Kristina Saarinen, 2006) según las equivalencias de la Tabla B3.

**Tabla B3. Clasificación y desagregación del sector industrial**

Clasificación - IPCC	UPME-BECO-CIIU	Usos de energéticos
Alimentos bebidas y tabaco	10 Productos alimenticios 11 Elaboración de bebidas 12 Productos de tabaco	Calor directo Calor indirecto Fuerza motriz
Minerales no metálicos	23 Productos minerales no metálicos	Refrigeración Acondicionamiento de aire
Pulpa papel e imprenta	17 Papel y cartón 18 Impresión	Iluminación Otros

Clasificación - IPCC	UPME-BECO-CIIU	Usos de energéticos
Productos químicos	20 Sustancias y productos químicos 21 Productos farmacéuticos	Todos los usos
Hierro y acero	24 Productos metalúrgicos básicos	
Textiles y cueros	13 Productos textiles 14 Prendas de vestir 15 Marroquinerías	
Industria no especificada	22 Productos de caucho y de plástico 31 Muebles, colchones y somieres 32 Otras industrias manufactureras	
Maquinaria	25 Productos elaborados de metal (No maquinaria y equipo) 26 Productos informáticos, electrónicos y ópticos 27 Aparatos y equipo eléctrico 28 Maquinaria y equipo n.c.p.	
Equipos de transporte	29 Vehículos automotores, remolques y semirremolques 30 Otros tipos de equipo de transporte	
Madera y productos de la madera	16 Maderas	
Metales no ferrosos	N/A	
Minería y cantería	CF Minero	
Construcción	CF Construcción	

Fuente: DANE (2022); UPME (2021).

## Modelado matemático en LEAP del sector industrial

En general, la estructura de simulación se construye a través de una metodología tipo *useful energy intensity*, donde se establece como coeficiente de actividad el valor agregado de cada industria en pesos colombianos (COP), la descripción de la metodología para simular el sector industrial se resume en la Tabla B4.

**Tabla B4. Descripción de metodología de simulación aplicada al sector industrial**

Categoría	Metodología de simulación	Descripción de la metodología	Parámetros
Sector residencial	<i>Useful energy intensity analysis</i>	Esta metodología calcula la demanda de energía del sistema industrial utilizando como variable de intensidad valor agregado por cada agregación industrial según el IPCC. Permite correlacionar el consumo de energía con la eficiencia energética de la tecnología según su uso (Calor directo, Calor indirecto, Fuerza motriz, etc.) y la cantidad de COP generados como valor agregado en la economía colombiana para obtener la energía demandada sectorial.	Para cada categoría del sector industrial (1A2) propuesta por el IPCC y sus subcategorías (1A2a-1A2m) se utilizaron los parámetros de: intensidad energética (energía/Valor agregado COP), porcentaje de distribución de energía de alimentación por uso, energético, tecnología de aplicación y emisiones directas por consumo de combustibles (emisiones de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O y CH <sub>4</sub> ).

Fuente: elaboración propia.

El sistema de ecuaciones que permite calcular la demanda final de energía y las emisiones del sector industrial es:

$$D_{b1,b2,b3,s,t} = \text{Valor agregado}_{b1,b2,b3,s,t} * \text{Intensidad Energética}_{b,s,t} \quad (9)$$

$$Df_{b1,b2,b3,s,t} = \frac{D_{b1,b2,b3,s,t}}{\% \text{ eficiencia}_{b1,b2,b3}} \quad (10)$$

$$\text{Emisiones}_{b,s,t} = Df_{b1,b2,b3,s,t} * \text{Factor de emisión}_{b,s,t,p} \quad (11)$$

Donde D es demanda de energía útil, b1 es la categoría industrial, b2 es la categoría de uso de la energía, b3 la tecnología utilizada, s el escenario, t es el año de simulación comprendido entre 2010 y 2050 y Df es la demanda de energía final.

La Figura B2 representa en colores los diferentes niveles jerárquicos de la simulación en LEAP, donde, el primer nivel se representa en color azul cada agregación industrial, el segundo nivel en color naranja representa los usos de cada sector desagregado en siete categorías, el tercer nivel en color gris representa los energéticos para cada uso y finalmente el color amarillo representa las tecnologías para cada energético en forma de eficiencias.

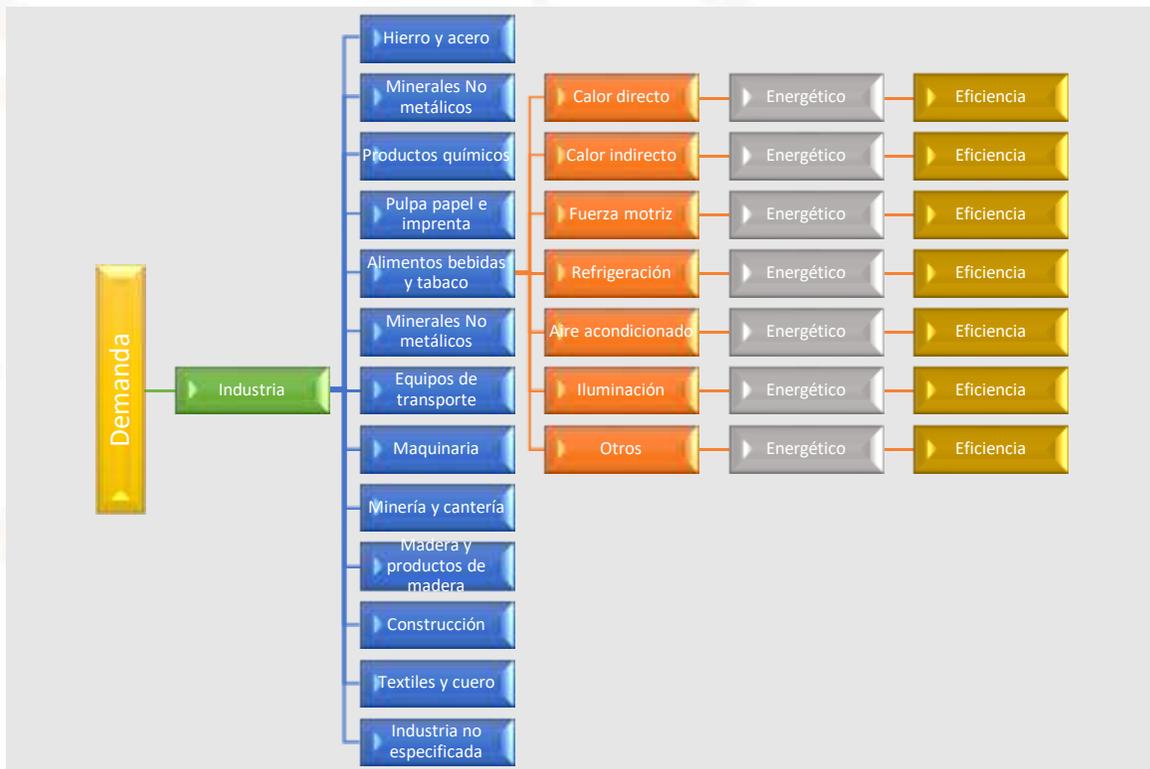


Figura B2. Estructura de simulación en LEAP para la Transición Energética Justa del sector industrial

Fuente: elaboración propia.

### B.3 Sector Residencial

La propuesta estructural para la Transición Energética Justa en el sector residencial fue calcular la demanda creando dos grupos. Para esto, se realizó la división del sector ubicado en las zonas de cobertura del SIN y los hogares ubicados en la ZNI. La demanda de energía del primer y segundo grupo se calculó para cada uno de los usos descritos en el informe de balance de energía útil Haga clic o pulse aquí para escribir texto., excepto para la zona rural dispersa donde solo se tuvieron en cuenta dos usos, calor directo y otros. Originalmente, la estructura recibida no calculaba la demanda por usos del sector ZNI, obteniendo solo la demanda agregada del país reportada en el Balance energético colombiano (BECO) y la reportada en el sistema único de información de servicios públicos domiciliarios como se reporta en el

informe original de la simulación (Pelgrims et al., 2020b). No obstante, esta aproximación no permitía determinar la necesidad no suplida en el país en estos sectores vulnerables. Como estrategia desde la Transición Energética Justa se calculó la demanda promedio de energía eléctrica del sector ZNI y se llevó a todos los hogares, esta aproximación permitió calcular la demanda de energía no suplida para los hogares ZNI. La nueva estructura para el sector residencial se presenta en la Tabla B5.

**Tabla B5. Estructura de simulación del sector residencial**

Categoría del sector residencial	Metodología de simulación	Usos
Residencial SIN	Urbano	Calor directo Calentamiento de agua
	Rural	
Residencial ZNI	Cabecera	Illuminación Refrigeración Fuerza motriz TV Otros
	Disperso	Calor directo Otros

Fuente: elaboración propia.

### Modelado matemático en LEAP del sector residencial e inclusión del sector ZNI

Para determinar la demanda de energía y las emisiones del sector residencial en LEAP se propuso una estrategia denominada *Technology with energy intensity analysis*. La Tabla B6 presenta una descripción de la metodología, así como los parámetros principales utilizados.

Tabla B6. Descripción de metodología de simulación aplicada al sector residencial

Categoría	Metodología de simulación	Descripción de la metodología	Parámetros
Sector residencial	Useful energy intensity analysis	Esta metodología calcula la demanda de energía del sistema residencial utilizando como variable de intensidad el número de hogares. Permite correlacionar el consumo de energía con la eficiencia energética de la tecnología según su uso (calentamiento de agua, iluminación, etc.) y el número de hogares para obtener la energía demandada sectorial	Para cada categoría del sector residencial (1A4b) propuesta por el IPCC se utilizaron los parámetros de: intensidad energética (energía/hogar), porcentaje de distribución de energía de alimentación por uso, y energético y emisiones directas por consumo de combustibles (emisiones de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O y CH <sub>4</sub> ).

Fuente: elaboración propia.

En términos generales el sistema de ecuaciones que describe el cálculo de la demanda energética mediante la metodología de *Technology with energy intensity analysis* es:

$$D_{b,s,t} = \text{Coeficiente de actividad}_{b,s,t} * \text{Intensidad Energética}_{b,s,t} \quad (12)$$

$$Df_{b,s,t} = \frac{D_{b,s,t}}{\% \text{ eficiencia}} \quad (13)$$

$$\text{Emisiones}_{b,s,t} = Df_{b,s,t} * \text{Factor de emisión}_{b,s,t,p} \quad (14)$$

Donde D es demanda de energía útil, b es el nivel de la categoría, s el escenario, t es el año de simulación comprendido entre 2010 y 2050 y Df es la demanda de energía final. Este sistema de ecuaciones aplica para todas las tecnologías simuladas con la metodología *Useful energy intensity analysis*.

Para el caso del sector residencial el coeficiente de actividad es el número de hogares y b se convierte en: b1) categoría que corresponde en el nivel residencial (Urbano, rural, cabecera, disperso), b2) el uso de la energía y b3) el energético, convirtiendo el sistema de ecuaciones en:

$$D_{b1,b2,b3,s,t} = Hogares_{b1,b2,b3,s,t} * Intensidad\ Energética_{b1,b2,b3,s,t} \quad (15)$$

$$Df_{b1,b2,b3,s,t} = \frac{D_{b1,b2,b3,s,t}}{\% \text{ eficiencia}_{b1,b2,b3}} \quad (16)$$

$$Emisiones_{b,s,t} = Df_{b1,b2,b3,s,t} * Factor\ de\ emisión_{b,s,t,p} \quad (17)$$

La Figura B3 muestra en colores las jerarquías de la simulación, donde el mayor nivel jerárquico se encuentra a la izquierda y sus dependencias en las cajas de la derecha. Los colores de la Figura B3 muestran los niveles de desagregación, el primer nivel en azul representa los sectores originales, el segundo nivel en naranja representa los siete usos de la energía propuestos para el sector residencial, el tercer nivel en gris representa los energéticos para cada uso y el cuarto nivel en amarillo representa las eficiencias de cada tecnología que aprovecha los energéticos. Además, la Figura B3 muestra en color morado las modificaciones sobre la estructura original, donde se crean los sectores Cabecera y Disperso en el sector ZNI. Finalmente, en el sector ZNI los usos previamente representados por cajas en color naranja se resumen a una única caja de color morado titulada “usos” para simplificar la visualización (para ver los usos ver la Tabla B5).

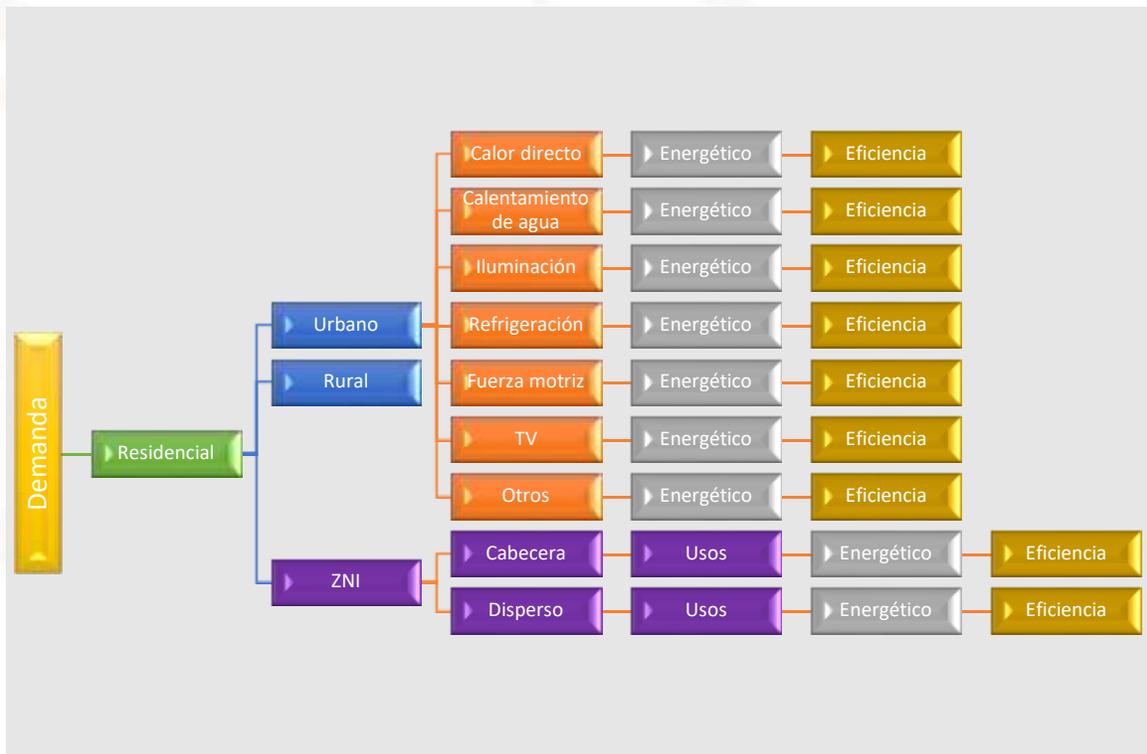


Figura B3. Estructura de simulación en LEAP para la Transición Energética Justa del sector residencial

Fuente: elaboración propia.

La metodología para simular los usos en el sector ZNI se realizó en dos etapas, en la primera se duplicó la carpeta de demanda rural, tomando como supuesto que la demanda energética del sector ZNI en las cabeceras se asemeja al sector rural del país. En el segundo paso, como aproximación al sector rural disperso solo se tomó en cuenta la categoría de uso para generar “calor directo” y la carpeta denominada “otros”. En la carpeta otros, se introdujo la demanda promedio por hogar utilizando para su cálculo la base de datos del Sistema Único De Información De Servicios Públicos Domiciliarios y las ecuaciones 18 – 20.

$$PUE_i = \frac{\text{No.de usuarios por estrato}_i}{\text{Total de usuarios}} \quad (18)$$

$$CPE_i = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Consumo por estrato}_i}{\text{total de usuario por estrato}_i} \quad (19)$$

$$CP = \sum_{j=1}^m CPE_j * PUE_j \quad (20)$$

Donde PUE es la proporción de usuarios por estrato  $i$ , CPE es el promedio de consumo energético por estrato  $i$  y CP es el consumo ponderado de electricidad ZNI del país para 2022 Haga clic o pulse aquí para escribir texto., este parámetro se utilizó como intensidad energética de los hogares ZNI.

#### **B.4 Sector terciario**

El sector terciario se modeló con los supuestos provenientes del modelo recibido de la UPME.

#### **Generación de electricidad SIN**

La simulación del sistema de generación de electricidad SIN se realizó mediante la herramienta de optimización de LEAP llamada NEMO. Para su simulación, se tomaron en cuenta las capacidades instaladas de todas las plantas de generación actuales del país reportadas por la UPME (UPME, 2023b) y XM (XM, 2023). Además, se simularon todas las plantas de generación eléctrica con fecha de entrada de operación y punto de conexión asignado (UPME, 2023b). El esquema de optimización se presenta en la Figura B4, donde se observa que el modelo depende de la demanda de electricidad para calcular posteriormente las plantas generadoras necesarias para suplir la capacidad instalada necesaria.

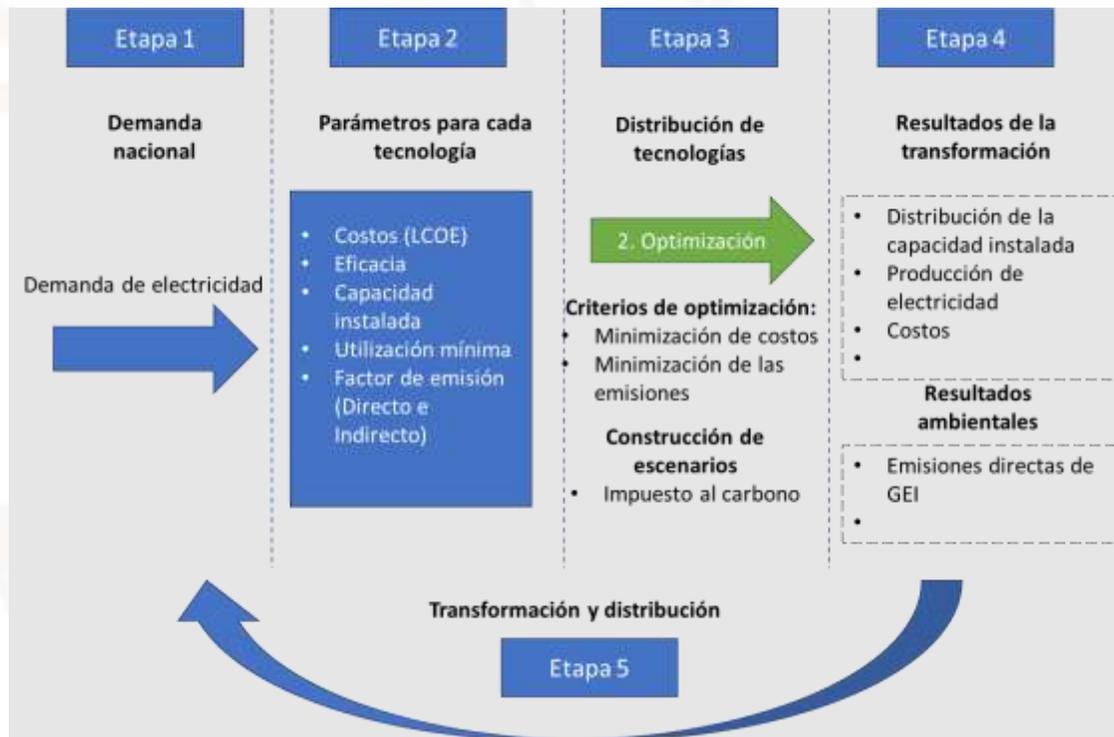


Figura B4. Estructura de optimización del sistema de generación SIN

Fuente: elaboración propia.

La metodología para calcular la capacidad instalada de la generación se describe en la Tabla B7, donde se nombran los parámetros de simulación utilizados.

**Tabla B7. Descripción de metodología de simulación aplicada al sector de generación de electricidad**

Categoría	Metodología de simulación	Descripción de la metodología	Parámetros
Generación de electricidad SIN	Optimización NEMO	La metodología de optimización NEMO instala plantas de generación eléctrica para garantizar que la demanda de electricidad sea cubierta en su totalidad. La optimización del sistema se realiza minimizando los costos de implementación del escenario durante toda la ventana temporal de simulación, cumpliendo con múltiples restricciones tanto económicas como de funcionamiento de las plantas. Debido a que LEAP solo puede optimizar una carpeta a la vez y la necesidad de información, la optimización solo se realizó para la sección de oferta de electricidad SIN.	Para cada tecnología de generación eléctrica contemplada se utilizaron los parámetros de: capacidades instaladas mínimas y máximas, capacidad instalada histórica y exógena, factor de planta mínimo y máximo, reglas de adición de plantas, eficiencia, costos de combustible, costo nivelado de energía eléctrica (LCOE por sus siglas del inglés), margen de planeación eléctrico y emisiones directas por consumo de combustibles (emisiones de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O y CH <sub>4</sub> ).

Fuente: elaboración propia.



# Integración de Diálogos Nacionales en el modelado de escenarios

---

Durante los Diálogos Nacionales para la Transición Energética Justa, realizados en diferentes regiones del país entre el 29 de septiembre de 2022 y el 11 de abril de 2023, se recogieron los aportes, preocupaciones y necesidades de los diferentes agentes sociales, incluyendo autoridades étnicas, comunidades campesinas, jóvenes, organizaciones de mujeres y diversidad de género, organizaciones de la sociedad civil, sindicatos, academia y el sector empresarial, entre otros. A continuación, se resumen los principales elementos recogidos en los diálogos, que se consideraron para los ejercicios de planeación de la Transición Energética Justa (Ministerio de Minas y Energía, 2023d). En esta sección se presentan algunos aportes textuales reportados en la base de datos, recogidos en los diálogos y el análisis para la inclusión en la modelación de los escenarios.

### Transporte

En los diálogos se mencionaron aspectos relacionados con el transporte, entre ellos algunos riesgos y barreras que los diferentes agentes sociales han identificado y que se han vinculado en el desarrollo de los modelos y políticas públicas para la Transición Energética Justa (ver Tabla C1).

**Tabla C1. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con transporte**

Comentario recibido en los diálogos	Acción
Faltan puntos de carga eléctrica para movilidad en las ciudades y en vías del país (18/01/2023, Bogotá, mesa 1).	En este sentido, desde la Hoja de Ruta, y en colaboración con el Ministerio de Transporte, se ha considerado la importancia de incrementar los puntos de carga rápida y lenta en vías primarias, secundarias y terciarias, que fomenten la entrada de vehículos eléctricos de pasajeros y carga, así como un impulso a la movilidad eléctrica con la reconversión de sistemas de combustión interna a eléctricos.
Deficiente infraestructura de transporte terrestre que conecte los centros logísticos con los lugares de generación (23/01/2023, Bogotá, mesa 3).	Para este punto, se ha considerado en los escenarios, la redistribución y optimización del enrutamiento del transporte terrestre, así como la inter y multimodalidad entre los sistemas terrestre, férreo, fluvial y marítimo, que mejoran la eficiencia energética mediante el balanceo de carga en los principales corredores y hubs logísticos del país.
No hay incentivos tributarios para los transportadores (23/01/2023, Bogotá, mesa 4).	Por medio de las recomendaciones de esta Hoja de Ruta se plantean los incentivos económicos y no económicos para la adopción de la electromovilidad. Estos incentivos buscan impulsar la transición hacia vehículos eléctricos en toda la cadena de valor, desde la industria hasta el ciudadano.
No hay mesas de trabajo para generar la regulación para los combustibles de aviación (23/01/2023, Bogotá, mesa 4).	Con la necesidad de un trabajo colaborativo e intersectorial, se generó un espacio con la industria aeronáutica, certificadores, aerolíneas, entre otros actores para acelerar el desarrollo empresarial de SAF.

Fuente: elaboración propia.

## Industria

Durante los diálogos, se abordaron diversos aspectos relacionados con la industria, donde se identificaron riesgos y barreras que han sido considerados en el diseño de modelos y políticas públicas para lograr una Transición Energética Justa. Algunos de estos aspectos destacados se incluyen en la Tabla C2.

**Tabla C2. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con industria**

Comentario recibido en los diálogos	Acción
Mercados incipientes del hidrógeno y otros energéticos (13/01/2023, Bogotá, Diálogo sector hidrocarburos, mesa 4).	Para este punto, se proponen las estrategias para producción de hidrogeno en puntos cercanos a las regiones que tienen la mayor generación de valor agregado en el sector industrial. Además, para energéticos como el gas natural, se propone ampliación de la red de distribución a través de microrredes.
Obstáculo para el biogás porque requiere de una altísima coordinación institucional (13/01/2023, Bogotá, Diálogo sector hidrocarburos, mesa 5).	Desde las estrategias de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa, se aborda el tema de la bioenergía, donde se incluye la producción, distribución y uso final del biogás. Este se propone se utilice como energético para la cocción de alimentos, procesos de calor industrial y la generación eléctrica.
Bajo conocimiento local y nacional para solucionar problemas que se generan en la implementación la TEJ (13/01/2023, Bogotá, Diálogo sector hidrocarburos, mesa 5).	Para el análisis de la industria colombiana se realizó una desagregación del sector, considerando aspectos como la localización, disponibilidad de recursos en la región, dinámicas operativas y uso de energéticos por proceso. De esta manera, se propusieron estrategias para la Transición Energética Justa adaptadas a cada sector de la industria del país.
Transformación industrial para obtener productos de valor agregado con diferentes minerales (25/01/2023, Bogotá, Diálogo sector minería, mesa 1).	Basados en el trabajo en conjunto con el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, se propone un proceso de reindustrialización para dar valor agregado a productos que actualmente se comercializan como materia prima. Este proceso de reindustrialización involucra a la comunidad, el sector privado y público, con el fin de atraer inversión para la producción de nuevos insumos y equipos enfocados en la Transición Energética Justa del país.

Promover la reconversión tecnológica en el proceso industrial (25/01/2023 - Bogotá - Diálogo sector minería, mesa 2).

Desde las estrategias para la Transición Energética Justa, el proceso de reconversión tecnológica es indispensable. Para integrar este concepto se abordan 3 estrategias: sustitución de combustibles fósiles, implementación de estrategias de eficiencia energética y la actualización tecnológica. Estas permiten transitar a equipos con mejor eficiencia, obteniendo una reducción en las emisiones de GEI.

Fuente: elaboración propia.

### Residencial y terciario

Las diferentes comunidades que participaron en los Diálogos Nacionales para la Transición Energética Justa resaltaron, con respecto a las necesidades en el sector residencial y terciario, los puntos reseñados en la Tabla C3.

**Tabla C3. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con sectores residencial y terciario.**

Comentario recibido en los diálogos	Acciones
<p>Es necesario seguir avanzando en el aumento de cobertura de energía eléctrica en las ZNI que aún no cuentan con el servicio, y en mejorar la calidad de la energía para aquellas regiones ZNI con un servicio deficiente.</p> <p>También se resalta la necesidad de proveer energía no solo para uso residencial, sino para poder desarrollar proyectos productivos que permitan impulsar economías locales (31/01/2023, Floridablanca, mesa 3).</p>	<p>Estas necesidades se contemplan en el modelo, al incluir una medición aproximada de los requerimientos de energía en ZNI para garantizar un consumo mínimo que permita dichos desarrollos.</p>
<p>Se deben implementar soluciones de bajo costo para la sustitución de fogones ineficientes de leña, como estufas ecológicas que permiten conservar las tradiciones y usos culturales de la leña a la vez que mejoran las condiciones de salud y</p>	<p>En el modelo se consideran las recomendaciones del Plan Nacional de Sustitución de Leña (UPME, 2022b), y alternativas adicionales en los casos en los que se puede contar con una mejor solución a la necesidad, sin necesidad de</p>

calidad de vida de las personas, en especial las mujeres (18/01/2023, Bogotá, mesa 1).	crear una dependencia adicional hacia un combustible fósil.
Se resalta la inequidad existente actualmente en el país con respecto al gas natural de uso domiciliario, pues hoy se cuenta con mayores precios para las comunidades más apartadas de los campos de producción, y la necesidad de contar con distribución y almacenamiento de GLP en Tumaco, para soportar el desarrollo de comercio y proyectos productivos (31/01/2023, Floridablanca, mesa 3).	Estos elementos se estudiarán en detalle en los análisis subnacionales que se realizarán en la siguiente etapa del proceso.

Fuente: elaboración propia.

## Carbón

Las principales preocupaciones en relación con el carbón, manifestadas en los diálogos nacionales, se relacionan en la Tabla C4.

**Tabla C4. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con carbón**

Comentario recibido en los diálogos	Acciones
Necesidades de reconversión laboral de los trabajadores que hoy participan en la cadena del carbón térmico, y el adecuado manejo de los impactos sociales y ambientales que se esperan de la reducción en estas actividades, entre los que se destacan los impactos en la biodiversidad, comunidades étnicas, territorio y salud, entre otros. Se resalta la necesidad de anticiparse a estos impactos con una adecuada planeación conjunta con empresas y trabajadores, con el objetivo de evitar situaciones como el cierre de Prodeco en 2020 (29/09/2022, Valledupar, mesa 1).	Debido a esto, en la construcción de los escenarios de la hoja de ruta se tiene en cuenta el riesgo existente de un cierre acelerado de minas de carbón, como una de las posibilidades ante una transición acelerada hacia el cierre de termoeléctricas en países como en Chile, la Unión Europea e Israel.

<p>Se debe dar un trato diferenciado al carbón metalúrgico (25/01/2023, Bogotá, mesa 2; 25/01/2023, Bogotá, mesa 3).</p>	<p>En el presente modelo se hace la diferenciación y se construyen trayectorias futuras independientes para estos dos tipos de carbón, con base en las tendencias observadas a nivel nacional e internacional.</p>
<p>En los diálogos empresariales se resalta la importancia de seguir descarbonizando las operaciones del sector minero por medio de diferentes alternativas de autogeneración de energía con FNCER, eficiencia en las operaciones, entre otros (18/01/2023, Bogotá, mesa 1).</p>	<p>Estos elementos se consideran en las recomendaciones para la actualización del PIGCCme.</p>
<p>Se recogieron múltiples aportes sobre las posibilidades de reconversión laboral y económica para las regiones carboneras, que incluye la agricultura y otros usos de la tierra, el turismo, migración a otros minerales y FNCER, según los potenciales de cada región (24/03/2023, Villavicencio, mesa 3).</p>	<p>Estas alternativas se estudiarán en detalle en los análisis subnacionales que se realizarán en la siguiente etapa de este estudio.</p>

Fuente: elaboración propia.

## Hidrocarburos

Las principales preocupaciones y propuestas recogidas en los diálogos sociales respecto al petróleo y sus derivados se consignan en la Tabla C5.

**Tabla C5. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con petróleo y sus derivados**

Comentario recibido en los diálogos	Acciones
<i>Existe una alta vulnerabilidad del mercado de exportaciones de petróleo colombiano ante los cambios de precios internacionales, que se evidenciaron, por ejemplo, en la caída en la producción nacional durante la pandemia de COVID-19. Se debe invertir en propuestas de desarrollo para los municipios que son potencia para nuevas economías, fortalecer la participación de los jóvenes en los municipios que dependen de la extracción de petróleo como Castilla La Nueva, y tener en cuenta a la gente para la definición de lo que se va a hacer en los territorios (18/03/2023, Bogotá, mesa 1; 24/03/2023, Villavicencio, mesa 3).</i>	En el presente estudio, se tiene en cuenta el potencial riesgo en la reducción de producción de petróleo en los próximos años. Los impactos económicos, sociales, ambientales y fiscales se analizarán en los siguientes productos de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa.
<i>Se deben implementar programas de competitividad en las industrias colombianas para poder reemplazar los ingresos generados por la exportación de hidrocarburos (18/03/2023, Bogotá, mesa 1)</i>	En este caso, en el modelo se incluyen supuestos relacionados con la reindustrialización y su impacto en la demanda de energía.

Fuente: elaboración propia.

Respecto al gas natural, existen posiciones contrarias frente a las políticas que deben tomarse en el marco de una Transición Energética Justa. Se recogieron recomendaciones sobre el asunto en la Tabla C6.

**Tabla C6. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con gas natural**

Comentario recibido en los diálogos	Acciones
<p>Aprovechar los recursos de gas que hay en Colombia, lo cual parte de considerar el gas como un elemento de transición (12/12/2022, Bogotá, mesa 1), Producción de agroquímicos con gas para fortalecer el desarrollo agropecuario, mejorar la infraestructura e impulsar un mercado competitivo para el transporte de gas, y utilizar el gas para producción de hidrógeno (25/01/2023, Bogotá, mesa 1).</p>	<p>En el modelo matemático se consideran diferentes usos del gas natural como energético para usos estratégicos y de difícil electrificación. Sin embargo, no se tiene en cuenta la producción de hidrógeno blanco e hidrógeno azul, pues a la fecha no se tiene certeza sobre las capacidades nacionales, ni sobre la efectividad de los procesos de captura, almacenamiento y uso de CO<sub>2</sub> (CCUS).</p>
<p>“No considerar el gas como un energético de transición, ya que esto va en contravía de las metas de carbono-neutralidad (18/03/2023, Bogotá, mesa 2).</p>	<p>En el estudio se presenta un escenario de descarbonización profunda como referencia.</p>

Fuente: elaboración propia.

### 2.1.6 Electricidad y FNCER

El camino de la transición energética, especialmente desde el sector de la electricidad y de las FNCER, no está exento de impactos, vulnerabilidades y preocupaciones; ser conscientes de su existencia, entender sus dinámicas e implicaciones y actuar en función de estos, permitirá que esta transición sea verdaderamente justa. A continuación, se muestran las preocupaciones manifestadas por los diferentes agentes sociales en ese sentido (ver Tabla C7).

**Tabla C7. Aspectos de los Diálogos Nacionales relacionados con electricidad y FNCER**

Comentario recibido en los diálogos	Acciones
<p>La adopción de las nuevas tecnologías que conforman parte de la transición energética puede ocasionar impactos ambientales, culturales, económicos y políticos (31/01/2023, Floridablanca, mesa 5).</p>	<p>Entre los impactos se encuentran la contaminación derivada de los residuos de estas tecnologías; alteraciones en el paisaje y en la vocación del suelo, afectando las actividades económicas tradicionales agropecuarias y turísticas; impactos sobre la fauna y flora, pudiendo provocar la desaparición de algunas especies; cambio en las dinámicas económicas, provocando pérdida de empleos, encarecimiento de bienes y servicios, y la pérdida de autonomía en las regiones; potenciación de conflictos internos entre las comunidades por la tenencia de tierra y posiciones favorables o desfavorables con respecto a la implementación de proyectos. Los impactos y riesgos de la implementación de nuevas tecnologías se abordarán en análisis posteriores, como el análisis de riesgos y el integral.</p>
<p>La transición energética, específicamente la sustitución tecnológica, es sensible a factores externos e internos que pueden comprometer su viabilidad y éxito en los plazos que se requiere (9/03/2023, Armenia, mesa 2). Colombia hoy no tiene la capacidad para producir la mayoría de los componentes de estas tecnologías o las tecnologías en sí mismas. Esto supone riesgos de exposición a tasas de cambio, disponibilidad y variabilidad en los precios de las materias primas y tecnologías, pudiendo resultar en un ambiente de incertidumbre en el que, además, a los proyectos les cuesta llegar al cierre financiero. Sumado a esto, una amplia implementación de FNCER requiere de infraestructura que la soporte y complemente, la cual hoy es insuficiente y sus trámites o procesos independientes pueden presentar retrasos que configuran barreras fundamentales para la transición. (21/12/2022, La Jagua de Ibirico, mesa 6).</p>	<p>Para abordar las preocupaciones mencionadas anteriormente, se establecen supuestos y principios fundamentales en el modelado de escenarios, basados en los ejes de sostenibilidad, seguridad y equidad. Estos principios tienen como objetivo optimizar la implementación de tecnologías, considerando tanto el menor costo como el menor impacto ambiental y social. Además, se reconoce el potencial de las diferentes regiones y se respeta su cultura y tradiciones.</p>

Fuente: elaboración propia.

## ANEXO D:

# Reuniones y diálogos para la socialización y validación de supuestos

Tabla D1 - Reuniones y diálogos para la socialización y validación de supuestos

Fecha	Entidades participantes	Componente modelo	Temas tratados
09/05/23	IATA	Transporte	Evento nacional de aviación "Aviation Day"
05/05/23	MinVivienda – HdR TEJ	Residencial y Terciario	Revisión de normativa de construcción de casas y edificios para adopción de estructuras habilitadoras de tecnologías de cocción con electricidad (estufas de inducción).
17/05/23	Fedepalma – HdR TEJ	Industria, Transporte	Contextualización de visiones de negocio, oportunidades y alineación con HdR en relación a los cultivos de palma y biomasa. Biocombustibles.
24/05/23	EPM – HdR TEJ	Electricidad SIN, Transporte	Perspectivas del sector eléctrico, entrada de ituango, proyectos de geotermia, eólicos y nuevas tecnologías. Movilidad eléctrica.
25/05/23	MinVivienda – HdR TEJ	Residencial y Terciario	Perspectivas de

26/05/23	Asocaña - HdR TEJ	Industria	Caracterización del sector agroindustrial de la caña de azúcar, perspectivas futuras y alineación con HdR de TEJ.
01/06/23	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo - Ministerio de Minas y Energía y Abscritas - HdR TEJ	Industria	Planes para incentivar la industria manufacturera colombiana. Bases para la construcción del CONPES de reindustrialización.
01/06/23	Bioenergy - HdR TEJ	Industria	Perspectivas futuras de integración de nuevos energéticos en la empresa y ampliación de cultivos de caña.
14/06/23	OARE - IPSE - Viceministro de Energía - UPME - HdR TEJ	Electricidad SIN	Con esta reunión se busca dar claridad a las dudas manifestadas por algunos funcionarios del MME o sus dependencias con respecto a los supuestos considerados por el equipo de Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa en el ejercicio de modelado de escenarios
15/06/23	OARE - HdR TEJ	Electricidad SIN - Eólica Offshore	Definir supuestos de entrada de eólica costa afuera, programación de subastas para asignación de áreas, tiempos de ejecución y perspectivas de los desarrolladores de proyectos.
15/06/2023	UPME - HdR TEJ	Electricidad SIN	Validar supuesto, verificar tiempos de entrada de proyectos de expansión de transmisión y otros proyectos de generación. Establecer tiempo promedio de demora de entrada de proyectos de generación y transmisión
16/06/23	OAAS - HdR TEJ	Electricidad SIN - Eólica Onshore y Offshore	Entender las posibilidades, habilitadores y restricciones para el desarrollo de los proyectos eólicos costa adentro y costa afuera en el área de influencia del departamento de La Guajira, especialmente en las de influencia del resguardo indígena de la alta Guajira.
22/06/23	AIR-E - HdR TEJ	Electricidad SIN - Comunidades energéticas	Discutir las perspectivas y hallazgos con respecto al desarrollo de comunidades energéticas en áreas especiales, potenciales y barreras.

26/06/23	XM – HdR TEJ	Electricidad SIN – Operación SIN	Socializar los supuestos, restricciones, hitos y resultados previos del ejercicio de modelado para los escenarios de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa. Recibir y aplicar las recomendaciones realizadas por XM para incorporar aspectos técnicos y de operación.
2023/6/7	Ministerio de Transporte	Transporte	Revisión, retroalimentación y validación de escenarios de transporte
2023/6/30	BID	Transporte	Socialización del estudio “Viabilidad de aplicación de incentivos y/o beneficios para el transporte, de pasajeros y de carga, eléctrico fluvial en la región Amazónica de Colombia.”

Fuente: elaboración propia.



## Material complementario de resultados

---

Gráficas de la demanda con sus respectivos hitos cronológicamente alineados para los escenarios Tendencial, Políticas anunciadas, Transición Energética Justa y Compromisos COP26

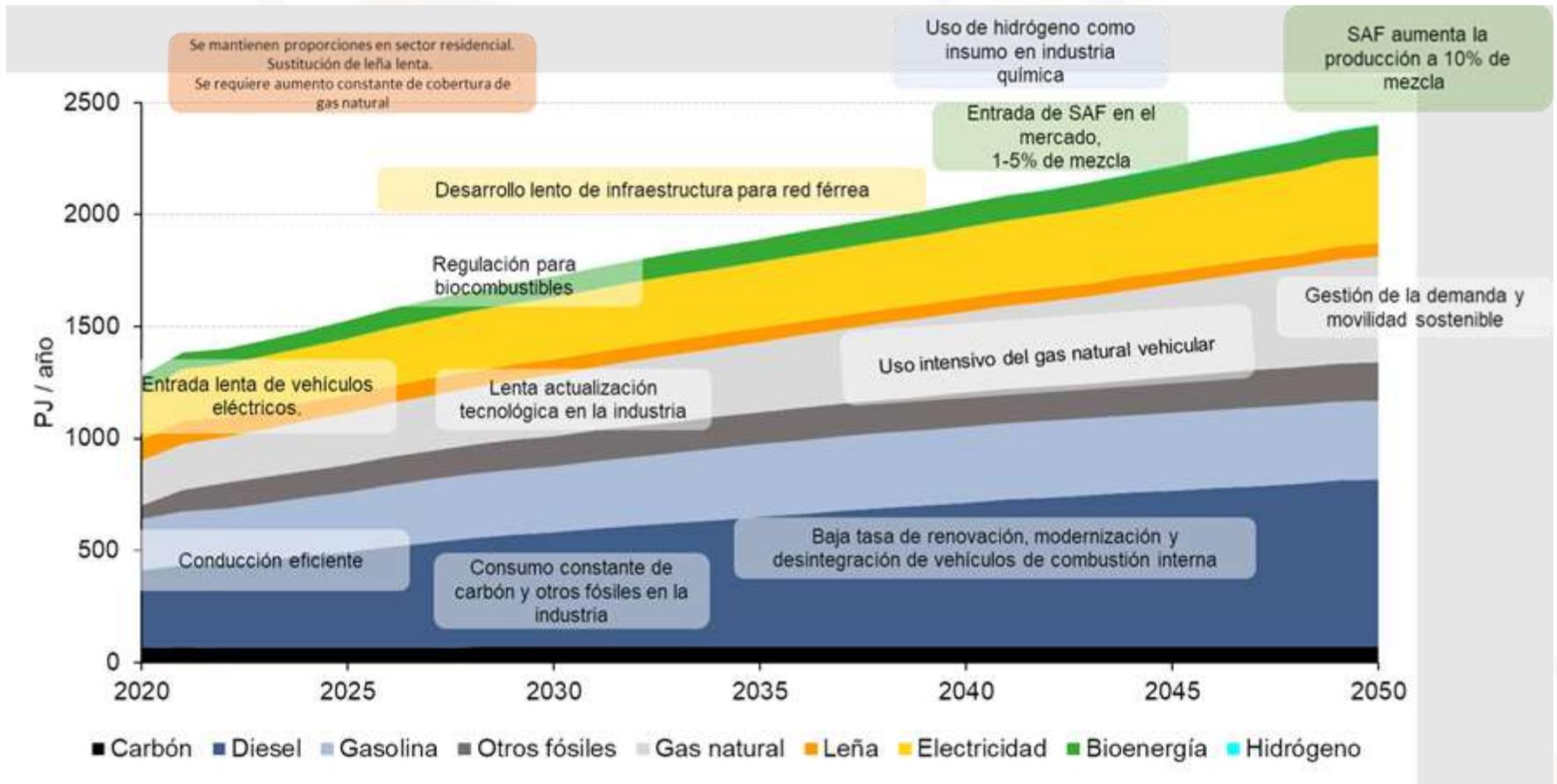


Figura E1. Demanda final de energía para el Escenario Tendencial

Fuente: elaboración propia.

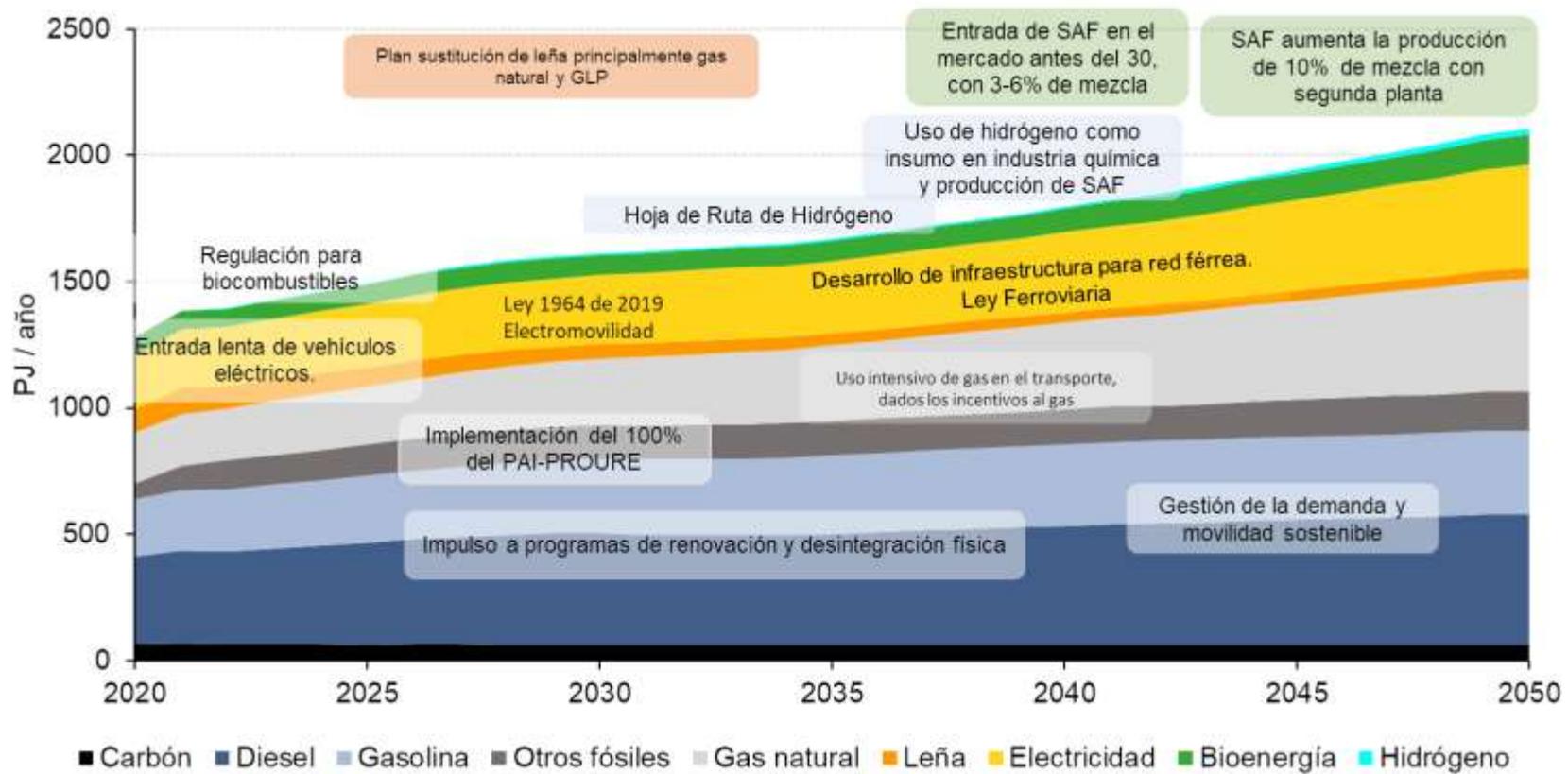


Figura E2. Demanda final de energía para el Escenario Políticas Anunciadas

Fuente: elaboración propia.

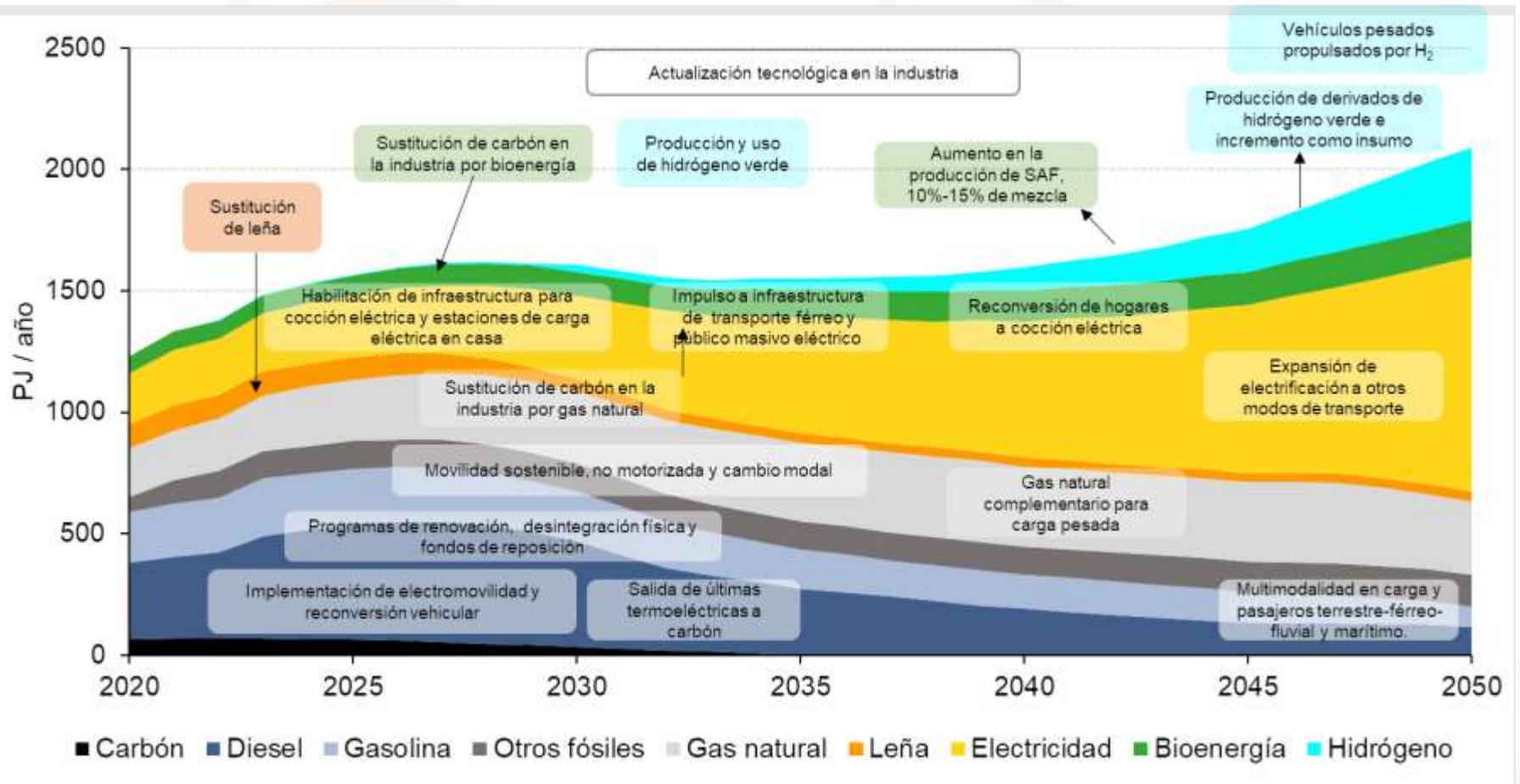


Figura E3. Demanda final de energía para el Escenario Transición Energética Justa  
Fuente: elaboración propia.

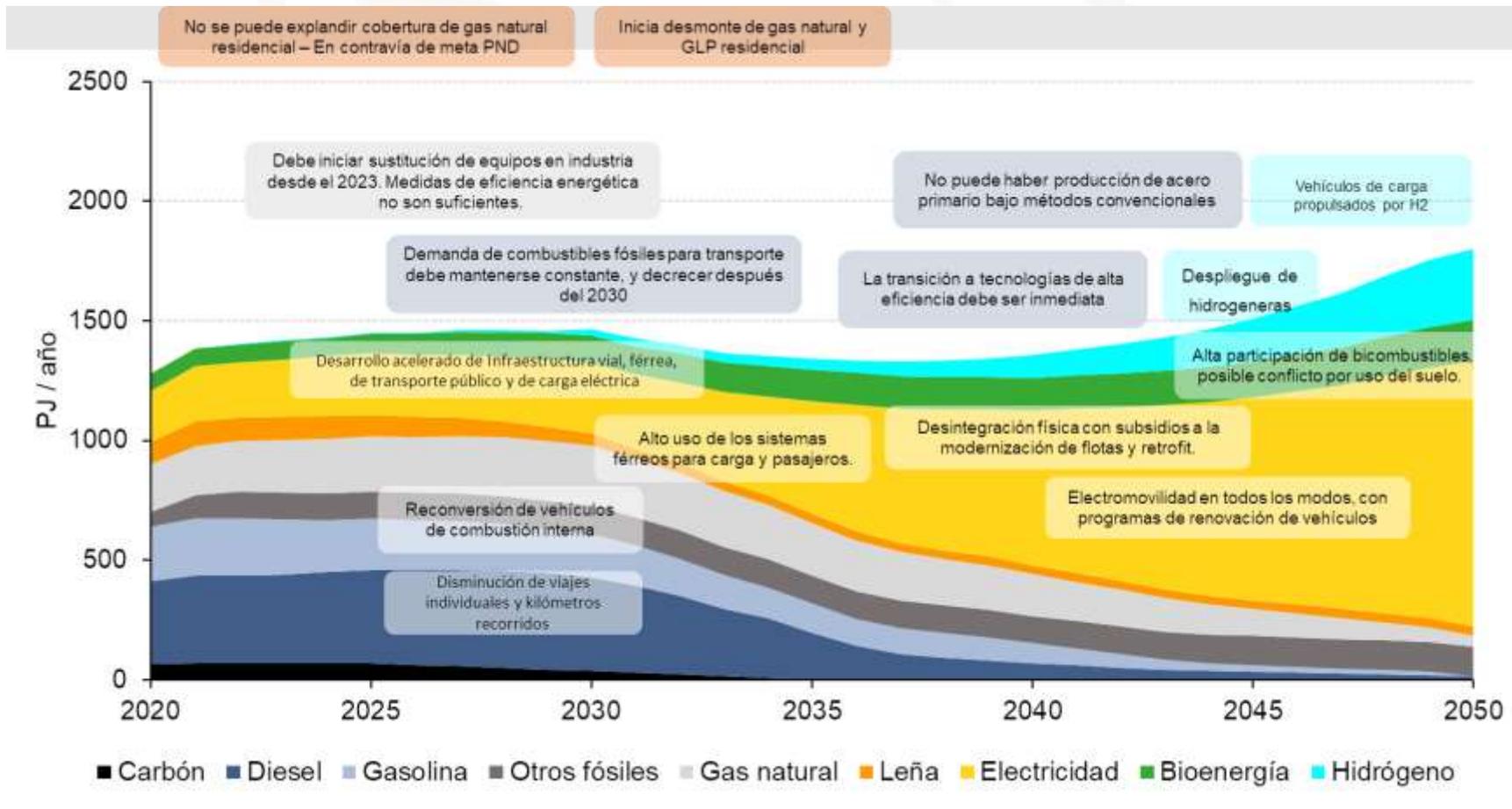


Figura E4. Demanda final de energía para el Escenario Compromisos COP26

Fuente: elaboración propia.

## Agradecimientos

Agradecemos a todas las personas que participaron en la construcción de los documentos de la Hoja de Ruta de las Transición Energética Justa. Así mismo agradecemos a todas las organizaciones y entidades que hicieron parte de este proceso, entre ellas FENOGE, NRGI, Transforma, entre otros.