

Prospectiva Energética Honduras 2050



CONTENIDO

CRÉDITOS.....	5
AUTORIDADES NACIONALES	5
COORDINACIÓN TÉCNICA - SEN	5
EQUIPO TÉCNICO CONSULTOR- FUNDACIÓN BARILOCHE	5
EQUIPO DE APOYO – SEN	5
AGRADECIMIENTOS.....	6
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	8
INTRODUCCIÓN	9
OBJETIVOS DEL ESTUDIO	10
Objetivo General	10
Objetivos específicos	10
I. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÍA.....	11
II. ANTECEDENTES.....	13
2.1. SOCIOECONÓMICOS	13
2.1.1. Demografía.....	13
2.1.2. Economía.....	14
2.2. SECTOR ENERGÉTICO	15
2.2.1. Oferta Energética	15
2.2.2. Consumo Energético por Fuentes.....	16
2.2.3. Sectores de Consumo.....	17
2.3. EMISIONES	19
2.3.1. Sector energía	19
2.3.2. Otros sectores	20
III. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL LEAP	22
3.1. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE	22
3.2. CONSTRUCCIÓN DE LA CADENA ENERGÉTICA.....	22

3.3.	OPTIMIZACIÓN Y SIMULACIÓN EN LEAP.....	23
3.4.	MODELO PROSPECTIVO DE HONDURAS.....	23
IV.	CRITERIOS PARA PLANIFICACIÓN.....	24
4.1.	AÑO BASE.....	24
4.2.	TASA DE DESCUENTO.....	24
4.3.	SOCIOECONÓMICOS	25
4.3.1.	Datos demográficos	25
4.3.2.	Datos económicos	27
4.4.	COSTOS	28
4.5.	ESTRUCTURA DEL MODELO	30
4.5.1.	Estructura de la demanda	30
4.5.2.	Estructura de la transformación	32
V.	ESCENARIOS PROPUESTOS	34
5.1.	ESCENARIOS DE DEMANDA	34
5.1.1.	Escenario tendencial de la demanda	34
5.1.2.	Escenario Alternativo de demanda	36
5.2.	ESCENARIOS OFERTA	40
5.2.1.	Escenario tendencial de la oferta.....	40
5.2.2.	Escenario alternativo I de la oferta	42
5.2.3.	Escenario alternativo II de la oferta	44
VI.	RESULTADOS	47
6.1.	DEMANDA	47
6.1.1.	Demanda total, escenario tendencial y alternativo.....	47
6.1.2.	Demanda sector residencial, comparación escenario alternativo vs. tendencial	52
6.1.3.	Demanda sector transporte, comparación escenario alternativo vs. tendencial	55

6.1.4.	Demanda sector industrial, comparación escenario alternativo vs. tendencial	60
6.1.5.	Demanda sector comercial y servicios, comparación escenario alternativo vs. tendencial.....	62
6.1.6.	Demanda sector agricultura, silvicultura y pesca, comparación escenario alternativo vs. tendencial.....	64
6.2.	OFERTA.....	65
6.2.1.	Plantas generadoras de electricidad	66
6.2.2.	Planta Regasificadora	77
6.3.	EMISIONES TOTALES DEL SECTOR ENERGÍA	78
6.3.1.	Escenario tendencial	78
6.3.2.	Escenario alternativo I.....	78
6.3.3.	Escenario alternativo II.....	79
6.3.4.	Comparación de escenarios	80
6.4.	EVALUACIÓN DE COSTOS.....	81
6.4.1.	Escenario alternativo I vs. tendencial	81
6.4.2.	Escenario alternativo II vs. Tendencial.....	82
VII.	CONCLUSIONES.....	85
	ANEXOS.....	86
	BIBLIOGRAFÍA	88

CRÉDITOS

AUTORIDADES NACIONALES

Iris Xiomara Castro Sarmiento

Presidenta de la República

Ing. Erick Tejada, Ph. D.

Secretario de Estado en el Despacho de Energía

Ing. Tomas Rodríguez

Subsecretario de Estado en el Despacho de Energía

Ing. Marco Flores, Ph. D.

Subsecretario de Estado en el Despacho de Energía

COORDINACIÓN TÉCNICA - SEN

Jorge Alfredo Cárcano Ardón

Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES)

Angela Gabriela Díaz Rios

Especialista Energético

Lesvi Mariela Montoya

Economista Energético

EQUIPO TÉCNICO CONSULTOR- FUNDACIÓN BARILOCHE

Gustavo Nadal

Francisco Lallana

Nicolás Di Sbroiavacca

Aliosha Behnisch

EQUIPO DE APOYO – SEN

Helen Marie Vides Cooper

Sonia Yadira Maldonado Zelaya

El desarrollo de la Prospectiva Energética Nacional 2025 - 2050 de Honduras ha sido coordinada por la Secretaría de Energía (SEN) a través de la Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES). Para la elaboración de esta publicación se contó con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el apoyo técnico de Fundación Bariloche como equipo consultor.

Todos los logos e imágenes utilizadas en la diagramación de este documento tienen licencia *Creative Commons*, que permite a terceros distribuir, modificar, adaptar o utilizar como base para todo tipo de trabajos.

Más información en:

<https://creativecommons.org/licenses/>

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía

Prospectiva Energética Nacional 2025 - 2050
/ Jorge Cárcamo, Ángela Díaz, Lesvi Montoya. 104 p. Tegucigalpa, Honduras.

Palabras clave:

1.- Energía. 2.- Prospectiva energética. 3.- Recursos renovables.
JEL Codes: O13, Q47, Q20.

Fecha de publicación:

Noviembre 2025

AGRADECIMIENTOS

La Secretaría de Energía expresa un especial agradecimiento a la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y al Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), cuyo valioso apoyo permitió publicar en 2024 la primera parte del proyecto de actualización de la Prospectiva Energética. Esta primera parte estructuró un modelo energético nacional en la plataforma LEAP. Asimismo, esta etapa inicial sentó las bases metodológicas para el análisis prospectivo, permitiendo la evaluación de un escenario base preliminar que sirvió como punto de partida técnico para las siguientes fases del estudio.

A su vez, esta Secretaría de Estado reconoce y agradece el respaldo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), cuya contribución fue determinante para la ejecución de la segunda etapa de este proyecto, que dio continuidad al trabajo iniciado, concluyendo con la elaboración de este informe final, consolidando así un ejercicio integral de planificación energética con horizonte al 2050.

Este informe constituye el resultado de un esfuerzo conjunto entre la Secretaría de Energía y múltiples aliados estratégicos, que con su compromiso y colaboración hicieron posible un ejercicio de planificación inclusivo, participativo y transparente, orientado a fortalecer el desarrollo del sector energético nacional por lo cual, se hace un reconocimiento a las entidades gubernamentales, instituciones públicas y privadas, así como a los diversos actores del sector energético que brindaron información clave y acompañamiento durante el proceso.

Queremos reconocer especialmente a quienes, desde sus distintas áreas de trabajo, contribuyeron con datos precisos, ideas valiosas y una disposición constante para colaborar. Su compromiso con la transparencia y el desarrollo energético es un ejemplo de cómo el trabajo en equipo puede generar impactos positivos y duraderos.

Nombre	Institución
Alejandra Delcid	Dirección General de Energías Renovables y Eficiencia Energética - SEN
Daniel Enrique Barralaga Gonzales	Dirección General de Energías Renovables y Eficiencia Energética - SEN
Edvin Fabricio Salas Andara	Dirección General de Energías Renovables y Eficiencia Energética - SEN
Miguel Figueroa	Dirección General de Electricidad y Mercados - SEN
Jair Isaac Nazar Alfaro	Dirección General de Electricidad y Mercados - SEN
Juan José Arita Orellana	Dirección General de Electricidad y Mercados - SEN
Daniel Omar Escoto Aguilar	Dirección General de Electricidad y Mercados - SEN
Carlos Posas	Dirección General De Hidrocarburos Y Biocombustibles - SEN
Aaron Miguel Rodríguez	Dirección General De Hidrocarburos Y Biocombustibles - SEN
Katherine Flores	Gerencia de Transmisión - ENEE
Raúl Eduardo Reyes Torres	Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial - SEN
David José Ardón	Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial - SEN
Carlos Leonel Hernández	Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial - SEN
Ramón Samuel Martínez Sosa	Gerencia de Distribución - ENEE
Ozy Daniel Melgar	Dirección de planificación de la Expansión del Sistema - CND
Yoly Gabriela Velásquez	Dirección de planificación de la Expansión del Sistema - CND

Nombre	Institución
Jeziel Jiménez	Unidad Técnica de Control de Distribución - ENEE
Denis Edgardo Ledezma	Unidad Técnica de Control de Distribución - ENEE
Edwin Betancourth	Unidad Técnica de Control de Distribución - ENEE
Andrea Rodas	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
José Humberto Enríquez López	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
Norman Alejandro García Petit	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
Larissa Sierra	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
Yimy David Meza	Banco Central de Honduras
Edwin Amador	Banco Central de Honduras
Dennis Alberto Rivera López	Departamento de Ingeniería - UNAH
Carlos Reyes	Instituto Nacional de Estadísticas
Roberto López	Programa Nacional de Reducción de Pérdidas - ENEE

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AFOLU: Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra
BEP: Unidad energética, barriles equivalentes de petróleo
BCH: Banco Central de Honduras
CND: Centro Nacional de Despacho
CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CO₂: Dióxido de Carbono
COU: Cuadro de Oferta y Utilización
CyS: Comercio y Servicios
ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EPHPM: Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples
GEI: Gases de Efecto Invernadero
GLP: Gas Licuado de Petróleo
GNL: Gas Natural Licuado
GWh: Giga Watt-hora
INE: Instituto Nacional de Estadística
INGEI: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
IRENA: International Renewable Energy Agency
IPPU: Procesos Industriales y Uso de Productos
IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change
kBEP: Kilo barriles equivalentes de petróleo
kWh: Kilo Watt-hora
LEAP: Low Emissions Analysis Platform
LGIE: Ley General de la Industria Eléctrica
MO: Mercado de Oportunidad
MER: Mercado eléctrico Regional
MMBTU: Un millón de unidades térmicas británicas (British Thermal Units)
MTPA: Millones de toneladas por año
MW: Mega Watts
OLADE: Organización Latinoamericana de Energía
O&M: Operación y Mantenimiento
PIB: Producto Interno Bruto
RTCA: Reglamento Técnico Centroamericano
SEI: Stockholm Environment Institute
SEFIN: Secretaría de Finanzas
SEN: Secretaría de Energía
SERNA: Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIN: Sistema Interconectado Nacional
VAB: Valor Agregado Bruto

INTRODUCCIÓN

La Secretaría de Energía, a través de la Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES), llevó a cabo la actualización de la Prospectiva Energética Nacional con el apoyo técnico de la Fundación Bariloche (FB). Este análisis prospectivo tiene como objetivo evaluar el impacto de las políticas energéticas y la implementación de diversas medidas orientadas a mejorar el desempeño del sector. Asimismo, examina los efectos de dichas medidas en la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero, aportando una base técnica sólida para la toma de decisiones estratégicas hacia una transición energética sostenible en el corto, mediano y largo plazo.

El proyecto se desarrolló en dos fases: la primera tuvo como objetivo general el desarrollo de un modelo energético nacional mediante la herramienta LEAP, concebido como instrumento base para la actualización de la Prospectiva Energética Nacional. En esta etapa se elaboró un escenario de referencia preliminar y se incorporaron datos históricos que permitieron el montaje y calibración del modelo, gracias a ello se publicó un informe en 2024 en referencia a la Actualización de la Prospectiva Energética Nacional – Fase I.

En la segunda fase se impulsó un proceso participativo de análisis, programación y discusión del escenario tendencial y de diversos escenarios energéticos alternativos, integrando la visión de múltiples actores del sector. Este proceso permitió contrastar distintas rutas de desarrollo bajo enfoques tecnológicos, económicos y ambientales, fortaleciendo la base técnica para decisiones estratégicas. Asimismo, se desarrollaron talleres de trabajo que facilitaron la validación colectiva de los resultados, el fortalecimiento de capacidades técnicas nacionales y el intercambio de experiencias sobre el uso del modelo LEAP. Como resultado, se dispone ahora de una herramienta analítica y de una visión prospectiva actualizada que contribuirán al diseño de políticas públicas más coherentes, sostenibles y alineadas con los compromisos internacionales de Honduras en materia energética y climática, así como un equipo técnico multidisciplinario capacitado para utilizar esta herramienta de acuerdo con sus áreas de competencia.

Por lo cual, el presente informe constituye la recopilación final de la segunda fase del trabajo realizado en el marco de la Actualización de la Prospectiva Energética Nacional, estructurándose de la siguiente manera: el capítulo uno presenta el marco legal e institucional del sector energético hondureño, el capítulo dos aborda los antecedentes y la caracterización de los sectores relevantes para el estudio. Posteriormente, el capítulo tres describe las principales características y funcionalidades del software LEAP, utilizado como herramienta central para la modelación; luego, en el capítulo cuatro se describen los criterios considerados para la planificación energética, mientras que el capítulo cinco presenta las medidas analizadas en los distintos escenarios propuestos, el capítulo seis expone los resultados obtenidos del proceso de modelación. Finalmente, el capítulo siete incluye las conclusiones generales del estudio, seguida de los anexos y la bibliografía consultada.

OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Objetivo General

Actualizar el ejercicio de Prospectiva Energética con un horizonte de tiempo comprendido del 2025 a 2050 tomando como el año base el 2022 y modelado a través del software LEAP considerando la evolución de la demanda y oferta de energía en el país en los últimos años, con el fin de generar un instrumento de planificación que apoye la toma de decisiones informadas y el diseño de políticas que fortalezcan el desarrollo del sector energético.

Objetivos específicos

Elaborar un diagnóstico a partir del análisis histórico de la demanda y oferta de energía, con el objetivo de desarrollar escenarios prospectivos que suministren información esencial para la toma de decisiones en política y planificación estratégica a mediano y largo plazo.

Explorar el futuro del sector energético mediante el análisis de diferentes escenarios¹ que consideren un conjunto de hipótesis posibles que puedan impactar el sector energía a nivel nacional.

Analizar e implementar en la modelación diversas medidas y estrategias en el sector energético nacional, evaluando su impacto y relación con el clima.

¹ El concepto de “escenario” en el campo de la planificación tiene al menos dos significados. A veces se lo usa para denominar los “resultados” de la prospectiva, otras veces para describir las “condiciones que se vislumbran como posibles” para cierto horizonte de planificación, es decir condiciones previas al ejercicio de la prospectiva. (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2017). A los fines de este estudio se asume el segundo de estos significados.

I. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÍA

En Honduras, el sector energético está regulado por un marco legal e institucional que busca garantizar el suministro de energía de manera eficiente, sostenible y asequible. Para ello, diferentes instituciones cumplen roles clave que permiten el desarrollo del sector, a través del diseño y formulación de políticas, regulación de los subsectores, generación, transporte, transmisión y distribución de energía. Dentro del marco legal y las instituciones del sector energía se destaca:

Instituciones

SEN: La Secretaría de Energía es la institución rectora del sector energético nacional a cargo de las estrategias y políticas públicas en materia de energía, que garantiza el aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos y suministro asequible a toda la población como un habilitador del desarrollo socioeconómico del país (SEN, 2025).

CREE: La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica es el ente responsable de regular las actividades de los agentes del mercado e instituciones del Subsector Eléctrico Hondureño de forma transparente e imparcial, con la finalidad de brindar un suministro de energía eléctrica confiable y a un precio justo para la población (CREE, 2025).

ENEE: La Empresa Nacional de Energía Eléctrica es la empresa estatal responsable del desarrollo y construcción de facilidades de electrificación para la población hondureña, encargada de la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el país (ENEE, 2025).

CND: El Centro Nacional de Despacho tiene como función garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico. Adicionalmente, ejercerá la supervisión y el control de las operaciones del SIN y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico (CND, 2025).

La vinculación entre estas instituciones, de manera gráfica, se observa en la Figura 1.

Marco Legal

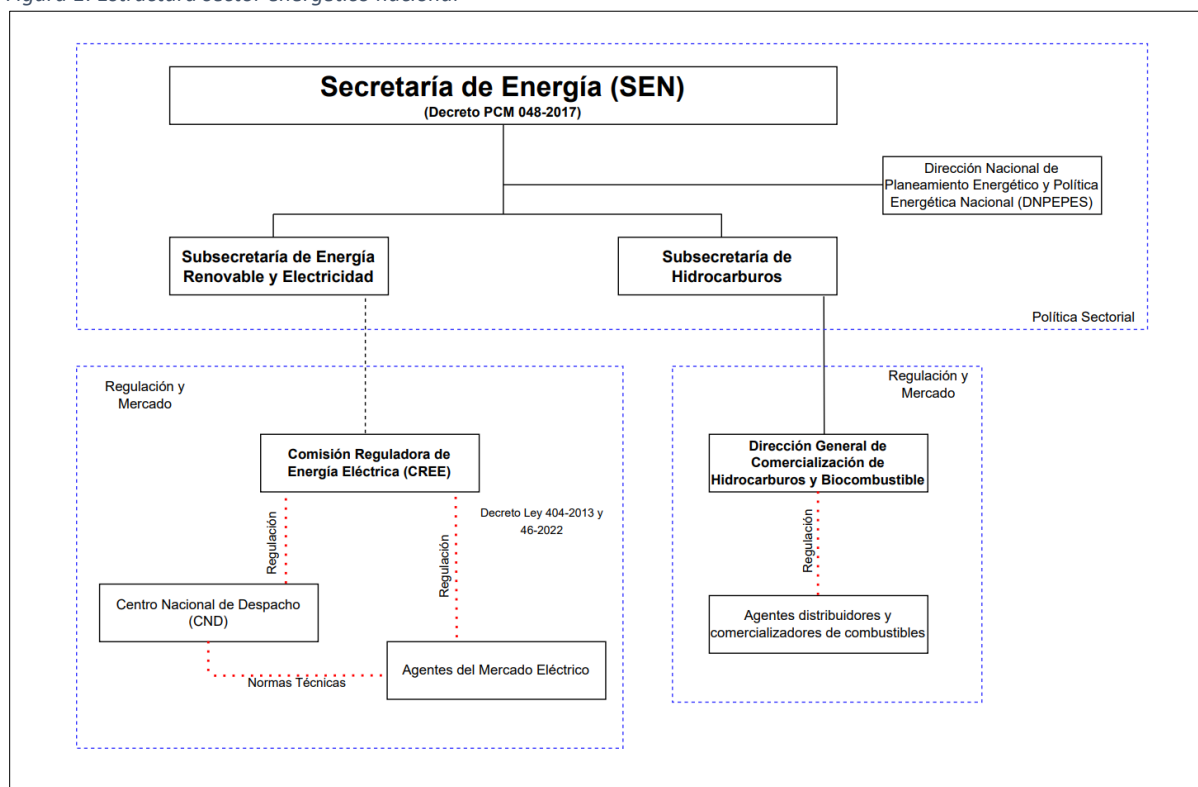
Mediante el Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017, se establece la creación de la Secretaría de Energía, adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico, formando la entidad rectora del sector energético a nivel nacional y de la integración energética regional e internacional, a cargo de la formulación, planificación, coordinación, ejecución, seguimiento y evaluación de las estrategias y políticas del sector energético (La Gaceta, 2017).

En el marco legal del subsector eléctrico, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) (decreto 404-2013) y sus reformas (Decretos 61-2020, 2-2022, 46-2022 y PCM-27-2023),

tienen por objetivo regular las actividades asociadas a la producción, transmisión y distribución de electricidad, su importación y exportación, así como la operación del sistema eléctrico nacional.

La Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (decreto 70-2007) y sus reformas (decreto 138-2013) que promueve la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables propias del país.

Figura 1: Estructura sector energético nacional



Ley de Hidrocarburos (decreto 194-84) que establece un régimen jurídico de la investigación, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos y demás derivados del petróleo, así como otras actividades relacionadas con la transformación, refinación, transporte, comercialización y almacenamiento de estos derivados.

Ley para la Producción y Consumo de Biocombustibles (decreto 144-2007), su reglamento (acuerdo 45-2008), y sus reformas (decreto 295-2013) tienen como objetivo fomentar la investigación, producción y el uso de biocombustibles en el país, como una medida para generar de empleo, incrementar la autosuficiencia y reducir la contaminación local y global.

II. ANTECEDENTES

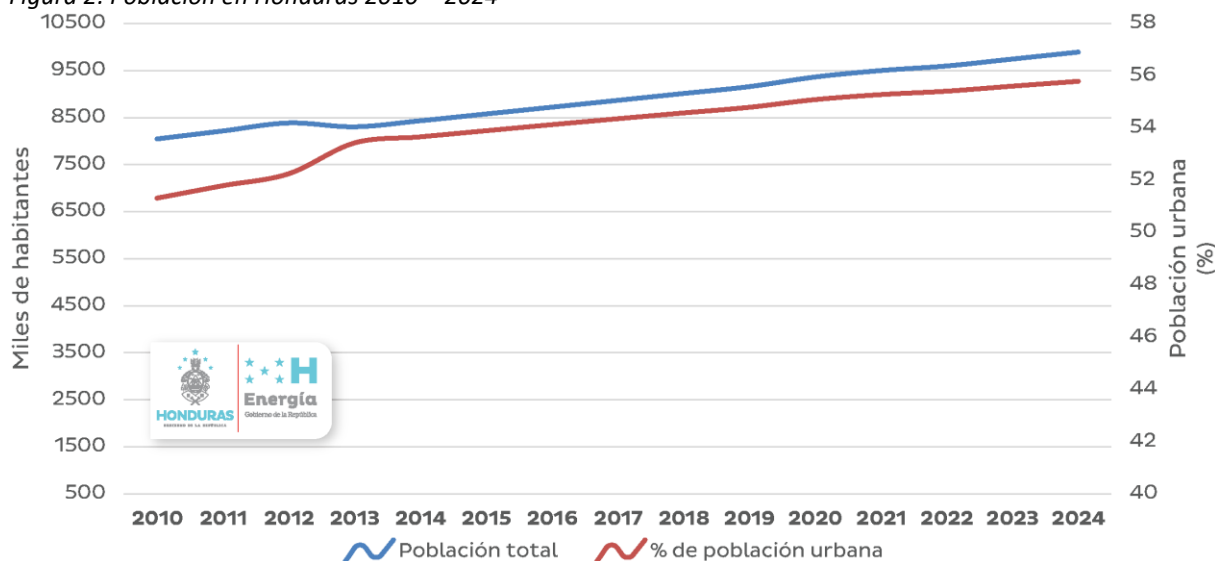
Uno de los elementos fundamentales en un ejercicio prospectivo es el uso de datos históricos y el análisis del comportamiento de factores clave, como los socioeconómicos, energéticos y climáticos. La integración de estos sectores permite comprender la evolución del consumo, la producción, la matriz energética y la demanda de recursos a lo largo del tiempo. En este sentido, a continuación, se presentan antecedentes históricos sobre el comportamiento del sector energético y sus principales determinantes.

2.1. SOCIOECONÓMICOS

2.1.1. Demografía

Honduras es un país ubicado en Centroamérica, con una extensión territorial de 112,777 km², compuesta por 18 departamentos y 298 municipios. Comparte frontera terrestre con Guatemala, El Salvador y Nicaragua, a su vez, se encuentra limitado al norte por el mar caribe y al sur por el océano pacífico. Se estima que su población es ≈9.8 millones de habitantes para el 2024, registrando un crecimiento a una tasa anual promedio del 1.5% de 2010 a 2024 (INE, 2013a, 2013d, 2013c, 2013b). Durante dicho periodo más del 50% de la población se concentra en zonas urbanas evidenciando una tendencia hacia concentrar más la población en estas zonas (Figura 2).

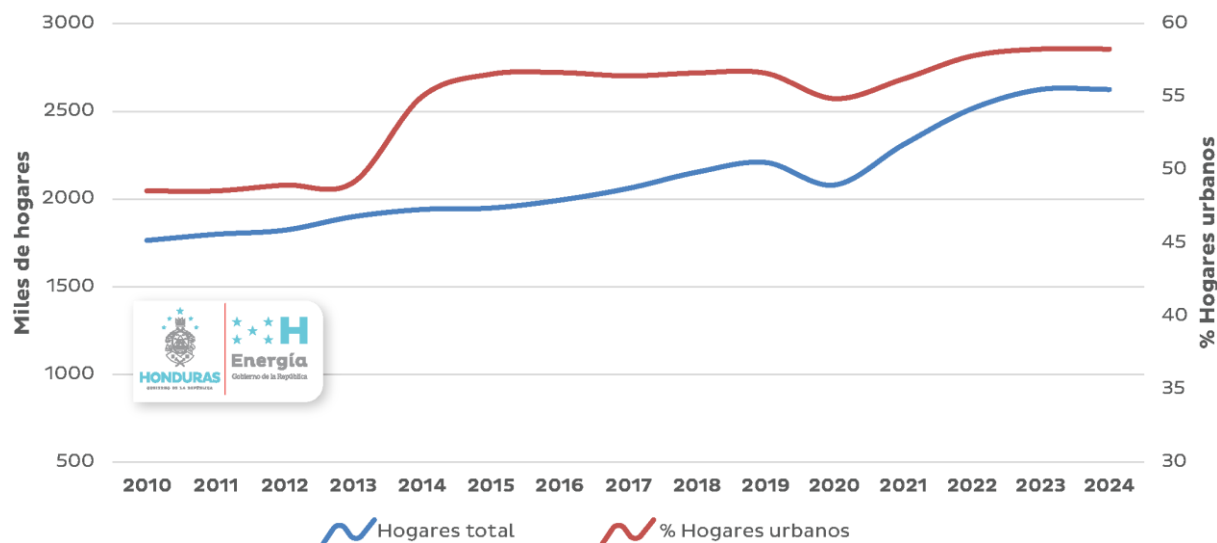
Figura 2: Población en Honduras 2010 – 2024



Fuente: Elaboración propia con datos (INE, 2013a, 2013d, 2013c, 2013b).

De acuerdo con datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) (2024) los hogares hondureños han mostrado un crecimiento promedio de aproximadamente un 3% durante el periodo 2010-2024. Concentrándose en un 58% en áreas urbanas (Figura 3)

Figura 3: Viviendas hondureñas 2010 – 2024



Fuente: Elaboración propia con datos INE (2024)

Este crecimiento es clave para entender cómo se consume la energía en el país, porque más hogares significan una mayor demanda de electricidad y combustibles, tanto en las zonas rurales como urbanas. Además, factores como el tipo de vivienda, el acceso a electrodomésticos, los ingresos y los hábitos de uso influyen directamente en cuánto y cómo se consume la energía, la cual mantiene una relación estrecha con el comportamiento del sector residencial.

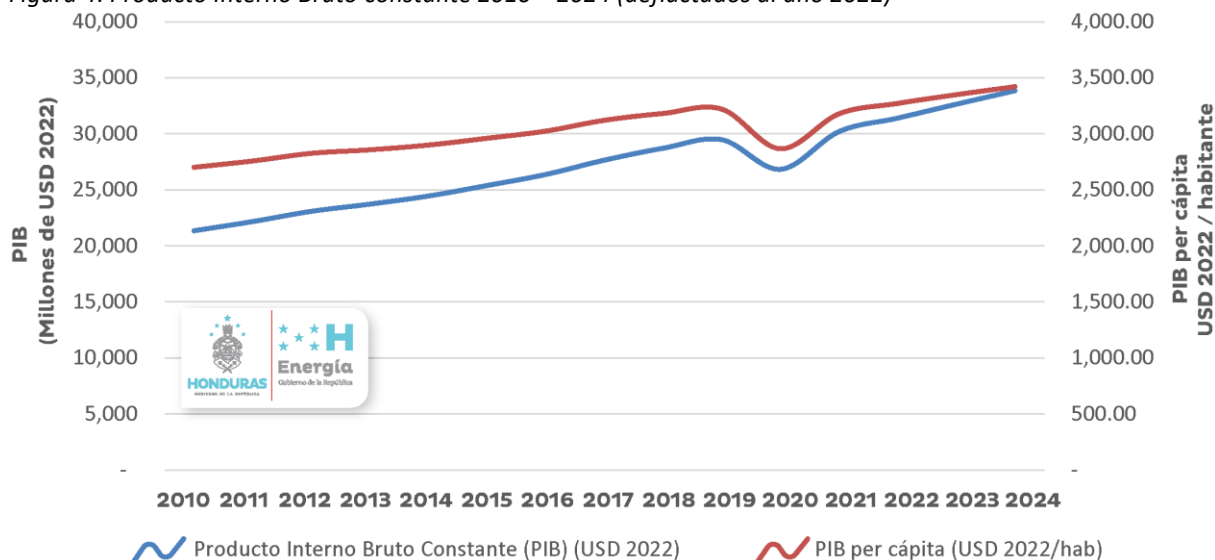
2.1.2. Economía

Honduras ha mostrado un crecimiento sostenido en su economía en los últimos años (BCH, 2024c, 2024a), a excepción del año 2020, un año atípico durante el cual la economía hondureña se contrajo debido a efectos adversos relacionados a la pandemia por COVID 2019, ya que se paralizó gran parte de las actividades económicas del país; asimismo, los hechos asociados a los huracanes Eta e Iota, cuyos efectos devastadores afectaron la infraestructura, la producción agrícola y el comercio, ese mismo año. Sin embargo, a pesar de estas circunstancias, se ha registrado una recuperación gradual de la economía, el Producto Interno Bruto (PIB) registró un crecimiento promedio anual del 3% entre el periodo 2010 al 2024 (Figura 4). Este crecimiento está impulsado principalmente por sectores de servicios, como la intermediación financiera, el comercio y actividades relacionadas con el turismo, entre otros. A pesar de los desafíos que dejó la post-pandemia, la economía en general ha mostrado resiliencia: algunos sectores han crecido más que otros, pero en conjunto el país ha logrado adaptarse a los cambios del contexto global y regional.

De esta manera, el desempeño económico también se refleja en indicadores como el PIB per cápita. En la medida en que la economía crece, se espera que ello contribuya al bienestar

económico individual. Esto depende, por supuesto, de que el crecimiento del PIB avance a un ritmo mayor que el de la población, de modo que la brecha entre ambos impulse una mejora real en el ingreso promedio por persona.

Figura 4: Producto Interno Bruto constante 2010 – 2024 (deflactados al año 2022)



Fuente: Elaboración propia con datos (BCH, 2024c, 2024a)

En términos generales, en la planificación energética estas variables son clave para entender la intensidad energética tanto a nivel agregado como sectorial. También permiten anticipar la evolución del consumo de energía en el país, ya que, en línea con el crecimiento de la producción, se espera un mayor uso de electricidad, combustibles y otras fuentes energéticas vinculadas a las diferentes actividades productivas.

2.2. SECTOR ENERGÉTICO

2.2.1. Oferta Energética

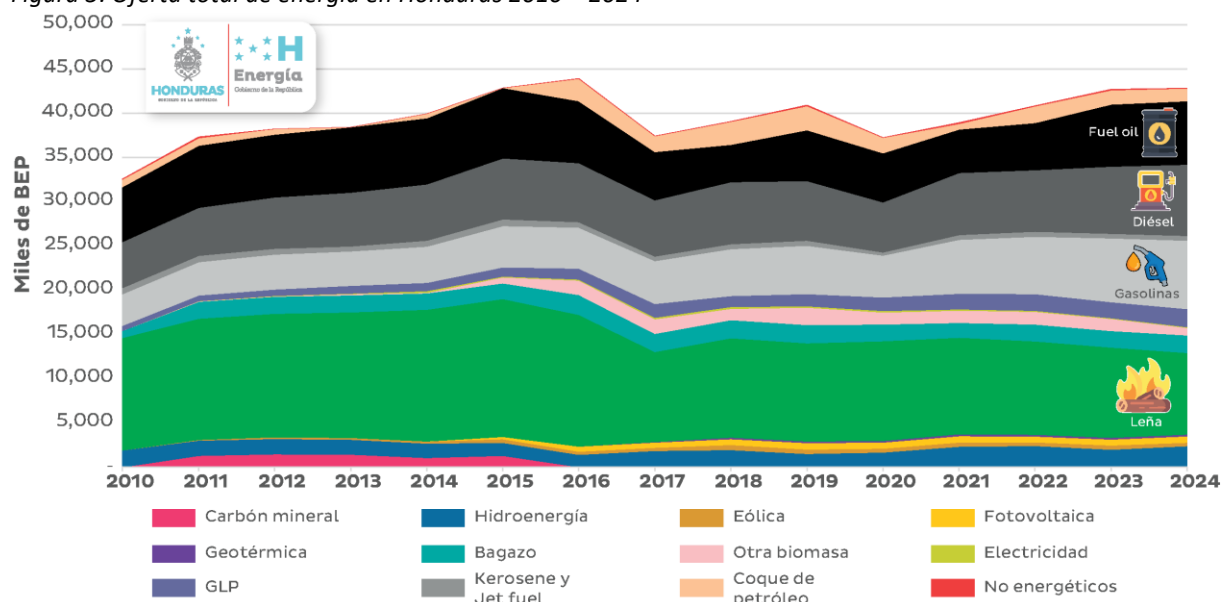
Entre 2010 y 2024, Honduras ha contado con una oferta energética variada, compuesta por 16 fuentes de energía. De estas, 8 son consideradas primarias: hidroenergía, eólica, geotermia, solar, leña, bagazo, otras biomásas o residuos y carbón mineral, aunque este último dejó de estar disponible a partir de 2016. Los 8 energéticos restantes corresponden a fuentes secundarias, principalmente derivados del petróleo, e incluyen: electricidad, GLP, gasolinas, keroseno, diésel, fuel oil (búnker), coque de petróleo y productos no energéticos².

² Los productos no energéticos son derivados del petróleo como por ejemplo los aceites, lubricantes y, principalmente, el asfalto. Aunque cuentan con potencial energético, son productos considerados no energético debido a su composición y uso (United Nations. Statistical Division., 2016a). En Honduras únicamente se contabiliza el asfalto ya que desempeña un papel importante como materia prima en la construcción y mantenimiento de infraestructuras de carreteras.

A lo largo del periodo 2010 - 2024, la leña ha sido el principal energético en la oferta nacional, con una participación promedio del 31%. Este recurso es utilizado principalmente en el sector residencial para la cocción de alimentos y su elevada proporción en términos de energía neta está directamente asociada a su baja eficiencia de utilización. Asimismo, los derivados del petróleo han representado una parte significativa de la oferta energética del país. Entre ellos, el fuel oil (16%) es clave en procesos de transformación, como la generación de electricidad; mientras que el diésel (16%) y las gasolinas y naftas (13%) son esenciales para el sector transporte (Figura 5).

Honduras depende de las importaciones para obtener los recursos energéticos necesarios para cubrir la demanda, especialmente la proveniente de derivados del petróleo, debido a que no es un país productor de estos recursos, en virtud de ello, para el 2024 aproximadamente un 63% de la oferta energética total se registró como importaciones.

Figura 5: Oferta total de energía en Honduras 2010 – 2024



Fuente: Elaboración propia con datos (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, 2025)

2.2.2. Consumo Energético por Fuentes

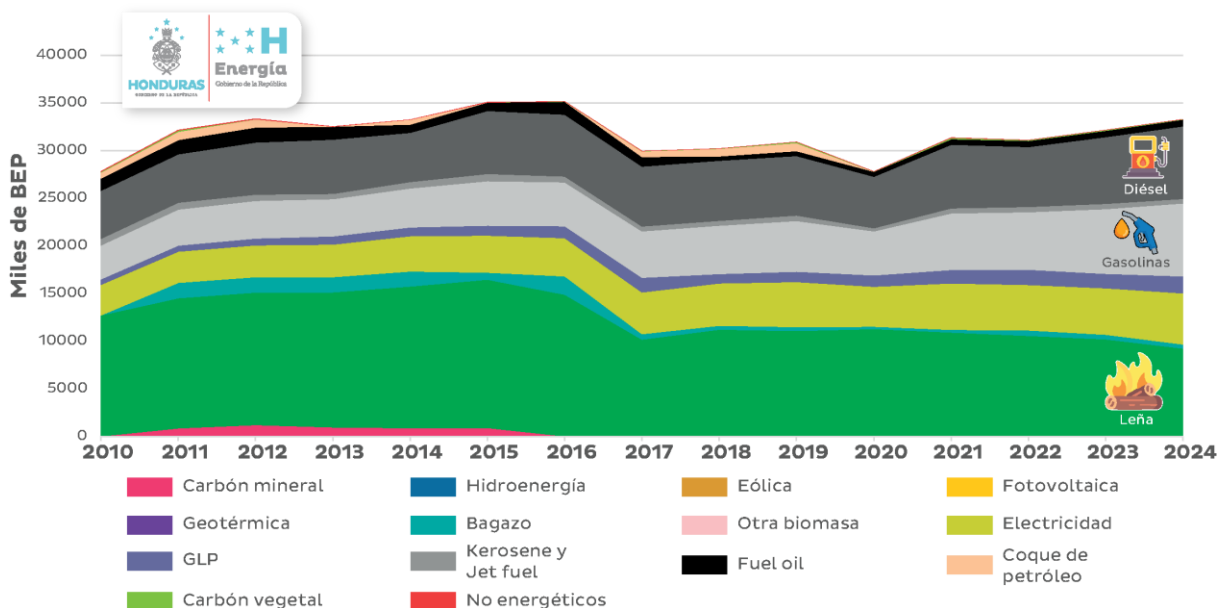
La energía ofertada es utilizada para abastecer los requerimientos energéticos en los centros de transformación y en los diferentes sectores de consumo. Durante el periodo 2010 a 2024, el consumo de energía total ha registrado un crecimiento anual promedio del 1.3%, lo que muestra un crecimiento moderado asociado a un proceso global de eficiencia en el uso de la energía por el uso de nuevas tecnologías en algunos sectores como el residencial, comercial e industrial, expresándose en una disminución de la intensidad energética agregada. En esta demanda se cuantifican 11 energéticos y un (1) no energético (asfalto).

En la Figura 6 se observa que a lo largo del periodo histórico, el energético más requerido en la demanda nacional es la leña (28%), esto está asociado al consumo energético

principalmente del sector residencial (como fue mencionado con anterioridad), asimismo, se observa la significativa participación de fuentes energéticas como el diésel, la gasolina seguidos de la electricidad (fuentes energéticas como la solar, eólica, hidroenergía y geotermia, destacan dentro de la demanda de electricidad, en virtud que los mismos son utilizados en centros de transformación para la generación de energía eléctrica).

Para el 2024 los derivados del petróleo, principalmente el diésel y las gasolinas, constituyeron el 46% de la demanda energética, consumo asociado al requerimiento de combustible para el abastecimiento de la flota vehicular del país, en cambio la demanda de electricidad se situaba en aproximadamente un 16%.

Figura 6: Consumo energético por fuente en Honduras 2010 – 2024



Fuente: Elaboración propia con datos (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, 2025)

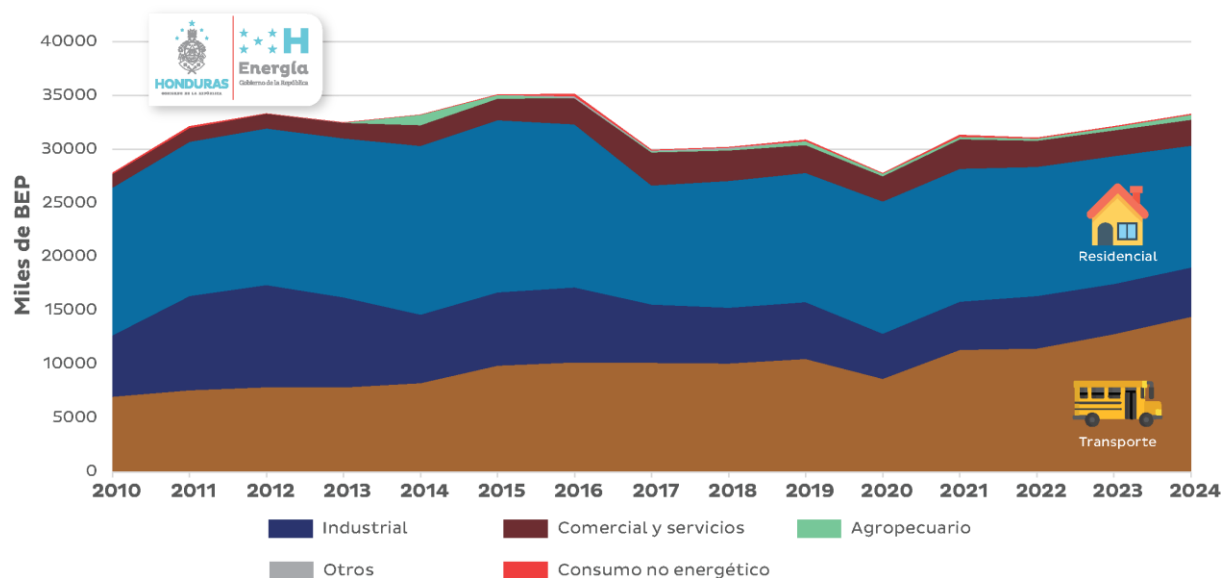
2.2.3. Sectores de Consumo

La Figura 7 muestra el comportamiento de la demanda energética durante el periodo 2010 - 2024 de acuerdo con los sectores de consumo, residencial, transporte, industrial, comercial y servicios públicos, agricultura, otros, y un sector de consumo de productos no energéticos.

El comportamiento de la demanda ha sufrido algunas modificaciones a lo largo del periodo histórico; para el 2010, el sector con mayor demanda energética era el residencial, el mismo representaba el 49% de la demanda total del país, seguido del sector transporte (25%) y el sector industrial (20%). Para el 2024 este comportamiento se vio modificado, ante el mayor consumo por parte del sector transporte, el cual se registró en un 43%, seguido del sector residencial (34%) e industrial (14%); hay que tomar en cuenta que, el consumo energético en el sector residencial, es asociado al requerimiento de fuentes energéticas como

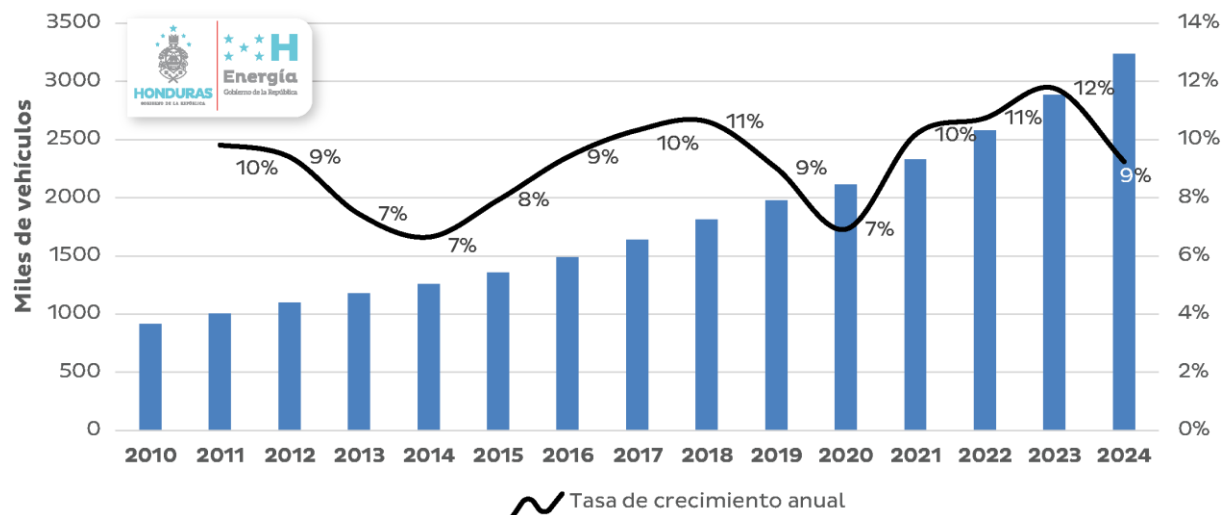
la leña, la electricidad y el GLP, en cambio para el sector transporte, se requiere de fuentes energéticas como la gasolina y el diésel, y en el sector industrial, está asociado principalmente a la utilización de electricidad, diésel, fuel oil, bagazo y leña (SEN, 2024a^a).

Figura 7: Consumo energético por sector en Honduras 2010 - 2024



Fuente: Elaboración propia con datos de (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, (2025)

Figura 8: Evolución del parque vehicular 2010 – 2024



Fuente: Elaboración propia con base en Instituto de la Propiedad, (2024)

Por lo cual, los cambios registrados en los requerimientos de la demanda energética entre los diferentes sectores están asociados a diversos factores, entre ellos se puede considerar el crecimiento de la flota vehicular, la cual ha mantenido un crecimiento promedio anual del 9% a lo largo del periodo 2010-2024, tal como se observa en la Figura 8, asimismo se han desarrollado diferentes medidas de eficiencia energética en los hogares, como por ejemplo

la utilización de estufas a leña mejorada, o la implementación o utilización de equipos más eficientes a GLP, lo que ha contribuido a una reducción del consumo energético residencial.

2.3. EMISIONES

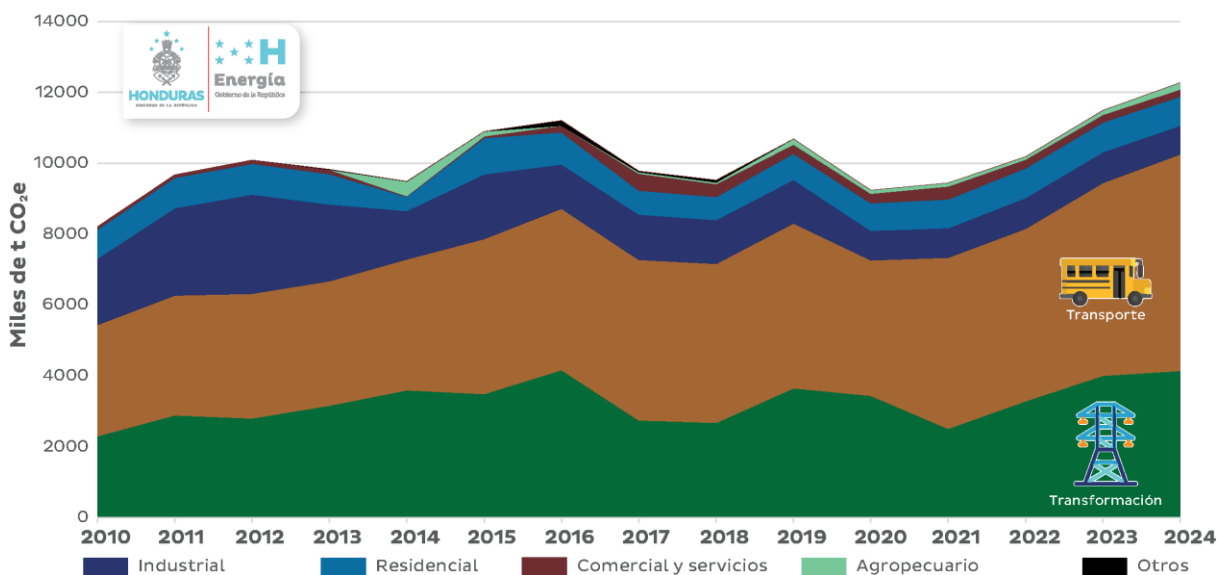
2.3.1. Sector energía

Para evaluar las emisiones del sector energía se considera como base la metodología desarrollada por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2006), mediante la cual se considera el nivel de actividad multiplicado por un factor de emisión provisto por las directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (GEI).

De acuerdo con el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) de Honduras (SERNA, 2024), el sector energía representa el 48% de la participación con respecto a las emisiones netas del país.

Al evaluar el periodo 2010 al 2024 para dicho sector (Figura 9), se observa un comportamiento fluctuante en las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq.), asociadas principalmente a los comportamientos climáticos de la última década, éstos interfieren en la oferta energética del país, ya que, energéticos primarios como la hidroenergía, el recurso solar y el eólico dependen de gran medida del comportamiento del clima; por ejemplo, los años 2017, 2020, 2021, fueron años lluviosos donde se reportaron constantes lluvias en el territorio nacional, esto permitió una mayor utilización de recurso hídrico para la generación de energía eléctrica, por ende, se redujo la utilización de derivados del petróleo para tal fin, lo que contribuyó a la reducción de emisiones de CO₂ en dichos años.

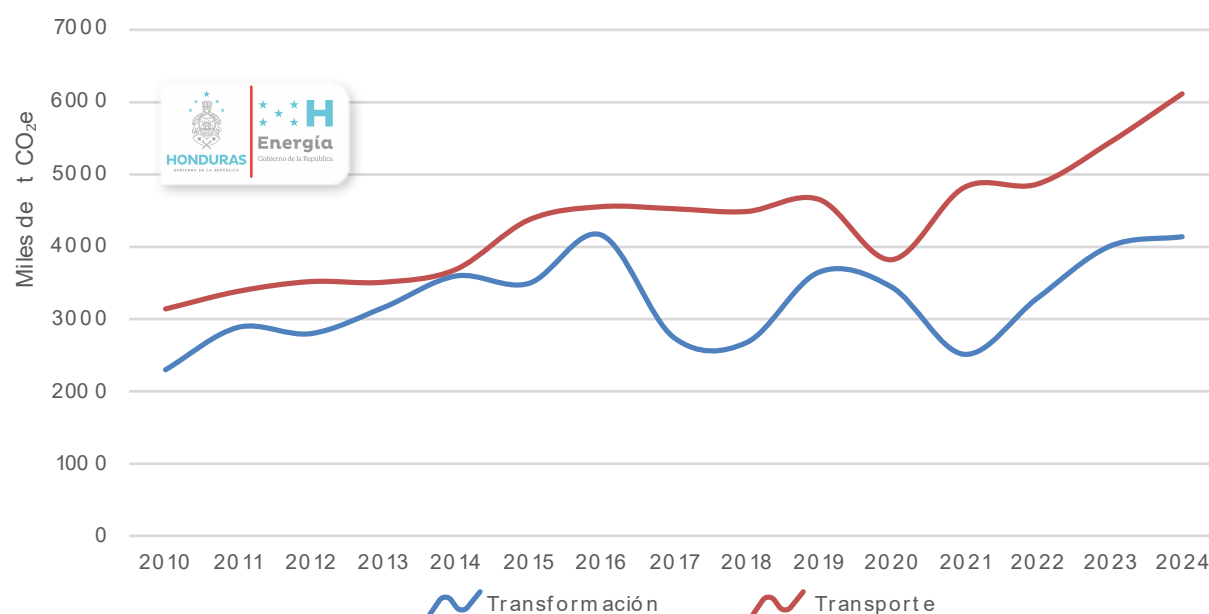
Figura 9: Total de emisión de gases de efecto invernadero (miles de toneladas eq. de CO₂)



Fuente: Elaboración propia con datos de (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, (2025)

Por el contrario, implicaciones como la sequía que enfrentó Honduras durante el 2023, impactó reduciendo la generación hidroeléctrica en los centros de transformación³; por supuesto, la falta de recurso hídrico generó la necesidad de recurrir a derivados del petróleo para satisfacer la demanda de electricidad de los diversos sectores de consumo del país; asimismo, el acelerado crecimiento de la flota vehicular ha ocasionado una mayor demanda en cuanto a combustibles derivados del petróleo. Ante estos comportamientos, las mayores emisiones de dióxido de carbono equivalente se concentran en el sector transporte y en los centros de transformación, especialmente en las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles para la generación de electricidad. Para el 2024, el porcentaje de las emisiones asociadas a estos sectores se registraron en 47% y 35% respectivamente.

Figura 10: Emisiones de gases de efecto invernadero sector transporte y transformación (miles de toneladas eq. de CO₂)



Fuente: Elaboración propia con datos de (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, 2025)

2.3.2. Otros sectores

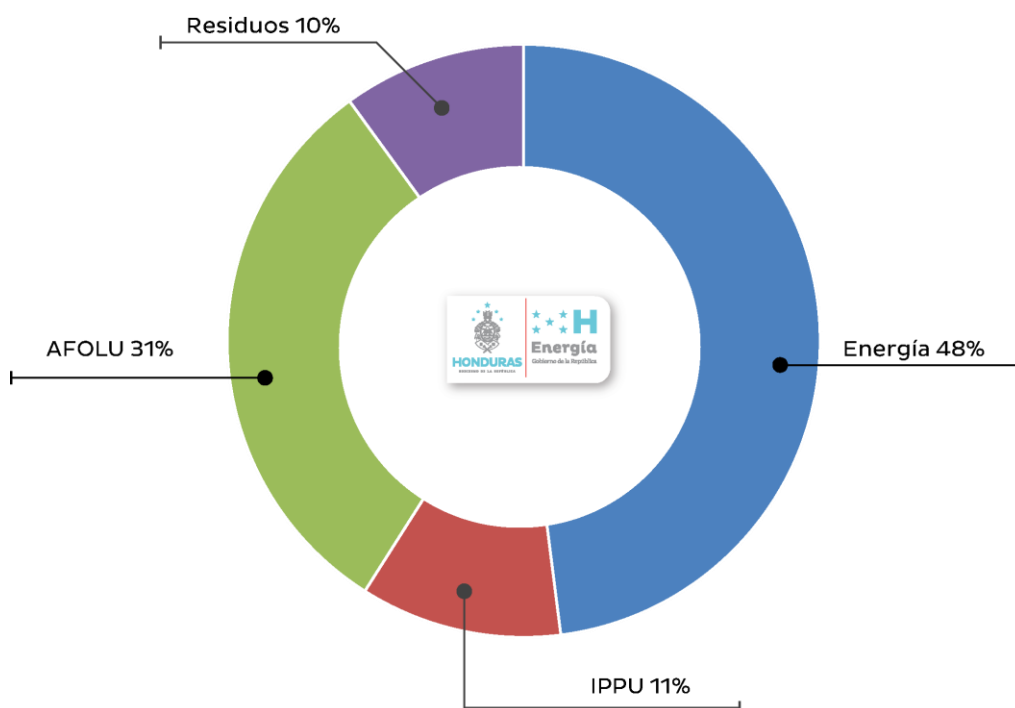
A nivel nacional hay otros sectores que contribuyen a las emisiones de gases de efecto invernadero, entre los que destacan Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra (AFOLU), Residuos y, Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU). Según datos de la (SERNA, 2024), si se consideran las emisiones brutas, el sector con mayores emisiones registradas en 2020 fue AFOLU. Aunque este sector representa una fuente significativa de emisiones de gases de efecto invernadero, también posee un alto potencial como sumidero de carbono, contribuyendo a la captura de CO₂ de la atmósfera. Al considerar sus emisiones

³ La transformación de energía describe los procesos que convierten un producto energético en otro producto energético que, en general, es más adecuado para usos específicos. Como ejemplos de centros de transformación se pueden mencionar, centrales eléctricas, refinerías de petróleo, carboneras entre otras (United Nations. Statistical Division., 2016b).

netas, su participación en el total de emisiones nacionales se estima en un 31% para el año 2020.

La evaluación de las emisiones nacionales totales, con énfasis en el sector energía, es fundamental para comprender el impacto del país y sus actividades en el cambio climático. Este análisis permite el diseño de mecanismos efectivos de mitigación y adaptación, alineados con un desarrollo sostenible. Dado que el sector energía es el principal emisor neto de CO₂, especialmente por las actividades de transporte y transformación, resulta crucial implementar estrategias concretas para reducir la huella de carbono y cumplir con los compromisos climáticos a nivel nacional e internacional.

Figura 11: Participación en las emisiones netas por sector - año 2020



Fuente: Elaboración propia con datos de (SERNA, (2024)

III. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL LEAP

3.1. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

LEAP por sus siglas en inglés Low Emissions Analysis Platform, es una plataforma integral de modelado de energía y emisiones utilizada en la planificación energética y el análisis de mitigación del cambio climático. Desarrollado por el Stockholm Environment Institute (SEI), se emplea en diversos niveles (nacional, regional y sectorial) para evaluar estrategias de desarrollo energético sostenible (SEI, 2025).

Dentro de las aplicaciones en planificación energética se puede mencionar, la valuación de políticas energéticas y climáticas, las proyecciones de demanda y oferta de energía, el modelado de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y contaminantes atmosféricos, y la evaluación de tecnologías y costos asociados a la transición energética.

LEAP utiliza un enfoque de contabilidad energética basado en escenarios, donde los usuarios pueden definir distintas trayectorias de desarrollo energético en función de variables como, eficiencia, fuentes de energía y políticas gubernamentales. Los escenarios planteados pueden corresponder a un enfoque cuantitativo de simulación, pero en conjunto a éstos (o incluso en oposición) pueden desarrollarse escenarios de optimización donde el software permite encontrar las trayectorias de mínimo costo sistémico sujeto a los parámetros exógenos de costos tecnológicos y precios de los energéticos.

3.2. CONSTRUCCIÓN DE LA CADENA ENERGÉTICA

El software modela el sistema energético en toda su cadena de valor, desde la importación y producción de recursos energéticos hasta la distribución y consumo final. Esto se hace mediante módulos que permiten la distribución de la cadena; entre estos módulos destacan:

- a) Demanda: aquí se detalla toda la información en referencia a la demanda energética del país vista desde una manera sectorial (transporte, residencial, industrial, etc.).
- b) Transformación: en este módulo se describen todos los procesos de transformación o conversión energética del sistema, como por ejemplo los procesos de generación eléctrica, refinación, carbonización, plantas de regasificación, licuefacción entre otros.
- c) Suministro: Permite detallar las fuentes energéticas primarias y secundarias⁴ que son requeridas para abastecer la demanda energética.

⁴ La energía primaria es aquella que se obtiene directamente de la naturaleza, sin transformación previa, salvo procesos como separación o limpieza. Ejemplos incluyen el carbón, el petróleo crudo, el gas natural, la energía solar y nuclear. En cambio, la energía secundaria proviene de la transformación de una fuente primaria,

En cuanto a las premisas macroeconómicas, el LEAP permite incorporar variables macroeconómicas como el PIB, crecimiento poblacional, elasticidad de la demanda y eficiencia energética, lo que posibilita un modelado ajustado a las condiciones económicas de cada país.

3.3. OPTIMIZACIÓN Y SIMULACIÓN EN LEAP

LEAP puede operar en dos modos principales:

- i. Modo Simulación: Usa metodologías contables para analizar el flujo de energía sin buscar soluciones óptimas automáticamente; es decir, permite representar el comportamiento de un sistema energético en función de distintos factores, como la demanda de energía, la oferta de recursos, y las emisiones asociadas, pero no considera restricciones ante una función objetivo a la que esté condicionada como la minimización de costos o emisiones, no busca encontrar la mejor solución, sino representar cómo evolucionará el sistema bajo ciertos escenarios (SEI, 2025).
- ii. Modo Optimización: La optimización va un paso más allá, a través de la utilización de modelos matemáticos que utilizan programación lineal o mixta, en lugar de simplemente calcular resultados con datos dados, busca la mejor combinación de tecnologías y estrategias para minimizar costos o pudiendo especificarse adicionalmente límite en las emisiones o la renovabilidad. Para ello, el LEAP se integra con herramientas como NEMO (Next Energy Modeling system for Optimization) que permite optimizar la asignación de recursos energéticos con base en costos, emisiones u otros parámetros (SEI, 2025).

3.4. MODELO PROSPECTIVO DE HONDURAS

El modelo de prospectiva energética de Honduras para el período 2025-2050 contempla una evaluación de escenarios al año 2050 de la demanda y la oferta de energía, así como la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero y la valoración de los costos asociados a diferentes trayectorias de desarrollo.

La estructura diseñada —que incluye supuestos básicos, demanda, transformaciones, recursos, formas de carga, efectos tanto en sector energía como en otros sectores no energéticos— facilita la desagregación del análisis por cadenas de valor y etapas del sistema energético, lo que a su vez proporciona una visión holística de cómo interactúan los distintos componentes.

A través de este modelo es posible explorar múltiples escenarios prospectivos al año 2050, comparar alternativas de políticas públicas, evaluar la penetración de nuevas

como la electricidad o los productos petrolíferos, que requieren refinación o generación para su uso (Bhattacharyya, 2011).

tecnologías, y analizar los impactos ambientales de las decisiones estratégicas. De esta manera, el ejercicio se convierte en un insumo clave para la planificación energética de mediano y largo plazo del país, al proveer información cuantitativa para el diseño de estrategias que fortalezcan la seguridad energética, la sostenibilidad ambiental y la resiliencia frente al cambio climático.

IV. CRITERIOS PARA PLANIFICACIÓN

Esta sección presenta los elementos que se mantienen constantes en todos los escenarios analizados, así como criterios generales adoptados para el desarrollo del ejercicio prospectivo. Estos factores constituyen supuestos fundamentales que aseguran la coherencia y comparabilidad de los distintos escenarios evaluados, proporcionando una base común para interpretar los resultados y sus implicaciones a largo plazo.

4.1. AÑO BASE

El modelo LEAP creado para Honduras integra una serie histórica de datos energéticos correspondientes al período 2010-2022, organizada por sectores de demanda final y por fuentes de energía, tomando como referencia oficial los Balances Nacionales de Energía (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, 2025). La incorporación de esta información no solo permite proyectar variables clave dentro de un marco comparativo con su evolución histórica —como las intensidades energéticas entre otros indicadores—, sino que también constituye un mecanismo de validación para verificar la coherencia de los distintos escenarios frente a las tendencias observadas.

Asimismo, se definió el año base 2022 como punto de referencia del presente estudio, dada la consistencia y disponibilidad de los datos de todo el sector energético, así como otros datos socioeconómicos, sectoriales y ambientales, asegurando que los resultados obtenidos sean coherentes, transparentes y relevantes para el análisis y la planificación energética. No obstante, en aquellos casos donde se encontró información actualizada hasta 2024, dichos valores fueron igualmente considerados como insumo con el fin de asegurar mejores resultados (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, 2025).

4.2. TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento es un parámetro fundamental que permite valorar en términos presentes los costos y beneficios futuros asociados a la implementación de distintas tecnologías y escenarios energéticos. Su inclusión en el modelo responde a la necesidad de reflejar la preferencia temporal del valor del dinero, es decir, reconocer que un costo o beneficio que ocurre en el futuro tiene un valor menor en comparación con uno que ocurre en el presente.

La tasa de descuento cumple un papel esencial para la evaluación económica de largo plazo, ya que permite homogenizar en una misma escala temporal los flujos de inversión

inicial, operación, mantenimiento y beneficios esperados de cada alternativa tecnológica. De esta manera, se logra calcular indicadores como el Valor Presente Neto (VPN) o el Costo Nivelado de Energía (LCOE), que son la base para comparar de forma consistente diferentes opciones de generación, eficiencia energética o medidas de mitigación. En este análisis se ha considerado una tasa de descuento del 10%, valor que se encuentra dentro del rango comúnmente utilizado en estudios de planificación energética y evaluaciones de proyectos en países en desarrollo (CRIE, 2025; A. I. de E. R. IRENA, 2022). Este porcentaje refleja tanto el costo de oportunidad del capital como la percepción de riesgo asociada a la inversión en el sector energético nacional; lo que permite que los resultados del modelo energético en LEAP sean consistentes con las condiciones económicas locales y con prácticas estándar en la evaluación de proyectos, garantizando que las proyecciones obtenidas representen de forma más realista la viabilidad económica de las alternativas analizadas.

4.3. SOCIOECONÓMICOS

Este apartado se fundamenta en evaluaciones socioeconómicas llevadas a cabo por diversas instituciones del Gobierno de Honduras, destacando el papel del Instituto Nacional de Estadísticas (INE, 2025) y el Banco Central de Honduras (BCH, 2025). Estas entidades desempeñan un papel clave en la generación de análisis detallados sobre tendencias económicas, demográficas y sociales, proporcionando información esencial para el desarrollo de investigaciones, la planificación estratégica y la formulación de políticas públicas. Sus estudios permiten orientar la toma de decisiones a nivel nacional, facilitando la implementación de medidas que respondan a la evolución de la realidad socioeconómica del país.

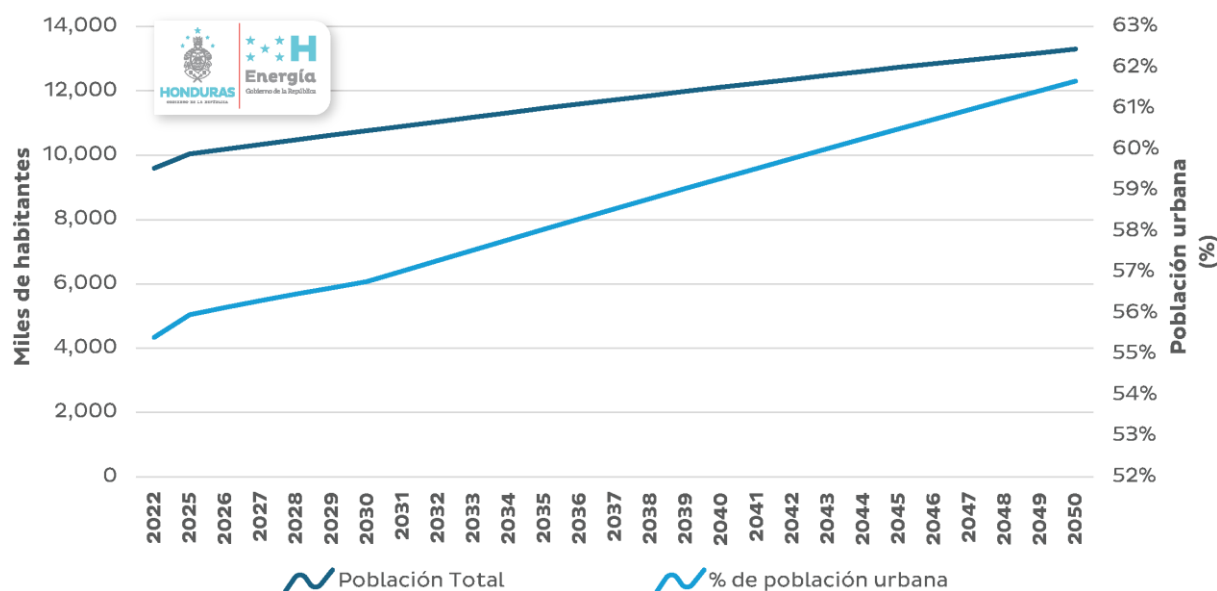
4.3.1. Datos demográficos

Para el período comprendido entre el año base 2022 y 2030, se utilizaron las proyecciones anuales de población total, urbana y rural elaboradas por el INE hasta el año 2030 (INE, 2013a^a, 2013b, 2013c). Posteriormente, para el período 2031-2050, se tomaron los valores de población total de las proyecciones quinquenales del INE (INE, 2013d). Para estimar la distribución entre población urbana y rural en este lapso, se ha planteado una disminución anual del 0.2% en la participación de la población rural, en coherencia con las tendencias observadas en las proyecciones hasta 2030. Este enfoque permite mantener la consistencia en la evolución demográfica esperada y garantizar una aproximación alineada en la urbanización del país.

La Figura 12 ilustra la tendencia de crecimiento de la población total del país, la cual experimenta un incremento a una tasa anual promedio ligeramente superior al 1% entre 2025 y 2050. Además, se evidencia un proceso sostenido de urbanización, reflejado en un aumento progresivo de la proporción de la población urbana. Para el año 2050, se estima que aproximadamente el 62% de los habitantes de Honduras residirá en áreas urbanas,

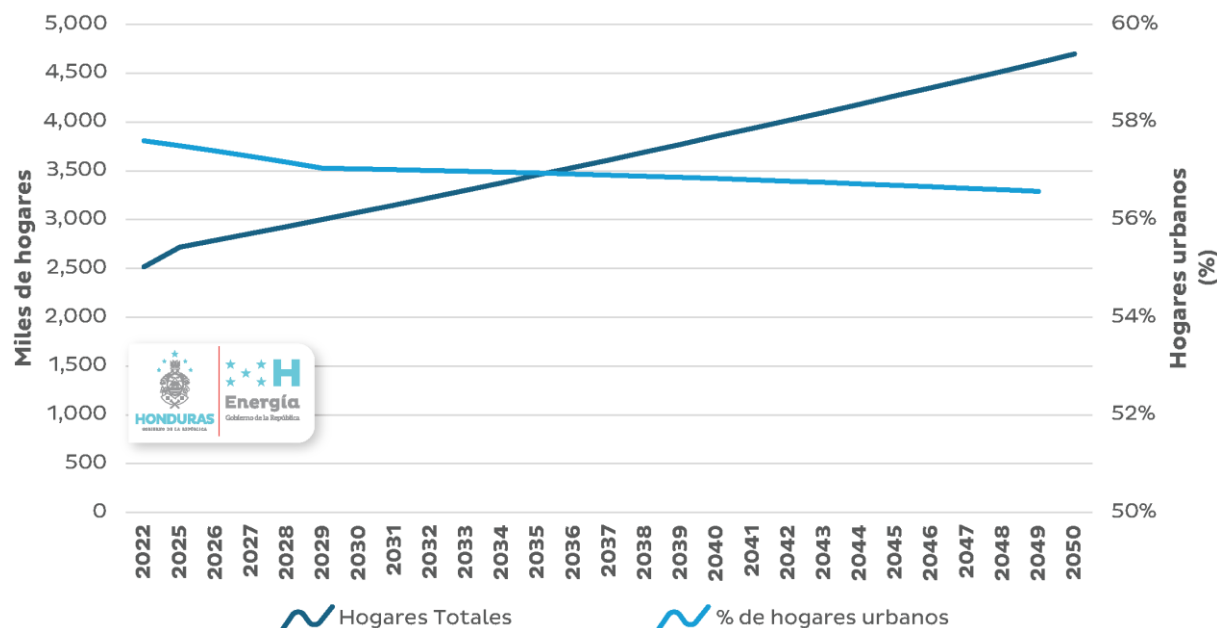
consolidando así la tendencia de concentración demográfica en centros urbanos y reafirmando los cambios estructurales en la distribución poblacional del país.

Figura 12: Proyecciones de población en Honduras



Fuente: Elaboración propia con datos de (INE, (2013a, 2013d, 2013b, 2013c)

Figura 13: Proyecciones de hogares en Honduras



Fuente: Elaboración propia con datos de (INE, (2024)

En lo que respecta a la proyección de hogares y el número de integrantes por hogar, se tomaron como referencia los datos de la Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples (INE, 2024a). Proponiéndose una evolución de la cantidad de hogares en función de la cantidad de personas por hogar como variable de control; para dicha variable, se

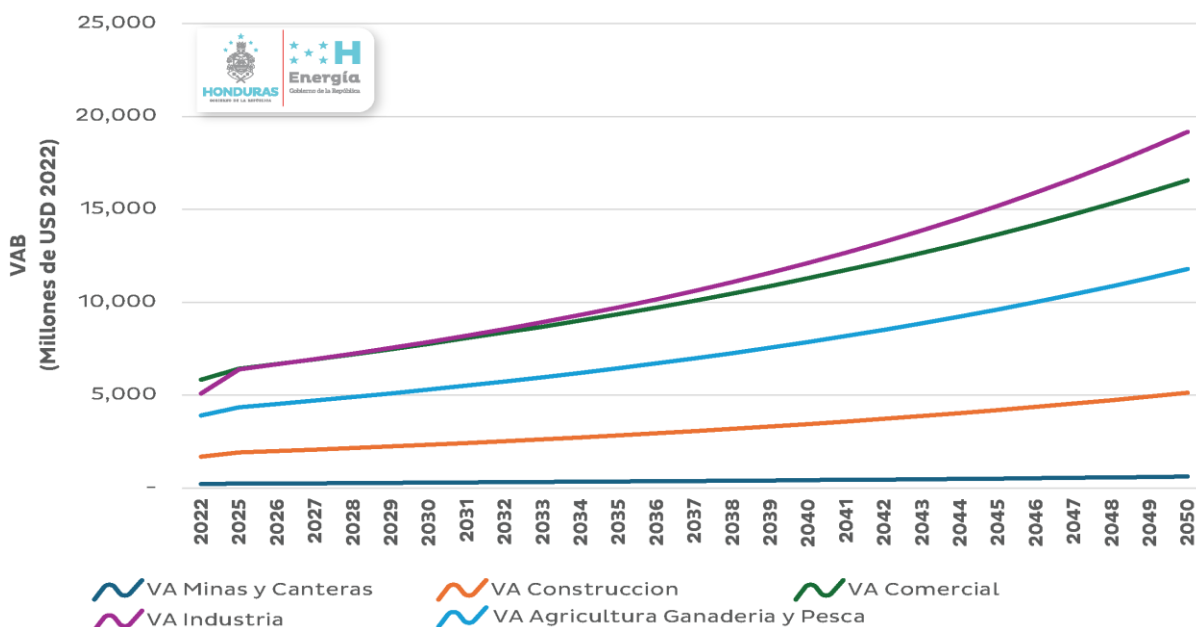
propone una caída de 1.7%a.a. en el tamaño de los hogares rurales, llegando a 2.5 integrantes por hogar en 2050. Por su parte, en el ámbito urbano, se prevé una disminución anual del 0.6%, alcanzando un promedio de 3.09 integrantes por hogar en el mismo período.

4.3.2. Datos económicos

En esta ocasión, para la confección de la prospectiva económica se empleó el modelo macroeconómico “Adaptable Macroeconomic Extension for Sustainability Analysis” (AMES) desarrollado por el Stockholm Environment Institute (SEI). Este modelo fue desarrollado con el objetivo de ser acoplado en forma directa al modelo energético Low Emissions Analysis Platform (LEAP).

El modelo AMES es un modelo macroeconómico flexible que analiza la economía de un país abierta al comercio, tomando en cuenta la estructura de los distintos sectores y cómo interactúan entre ellos, combinando ideas no tradicionales con ciertos principios de equilibrio general. Este modelo funciona de forma acoplada al modelo energético LEAP, proveyendo los drivers habituales de niveles de actividad económica.

Figura 14: Valor agregado bruto por sector (deflactados al año 2022)



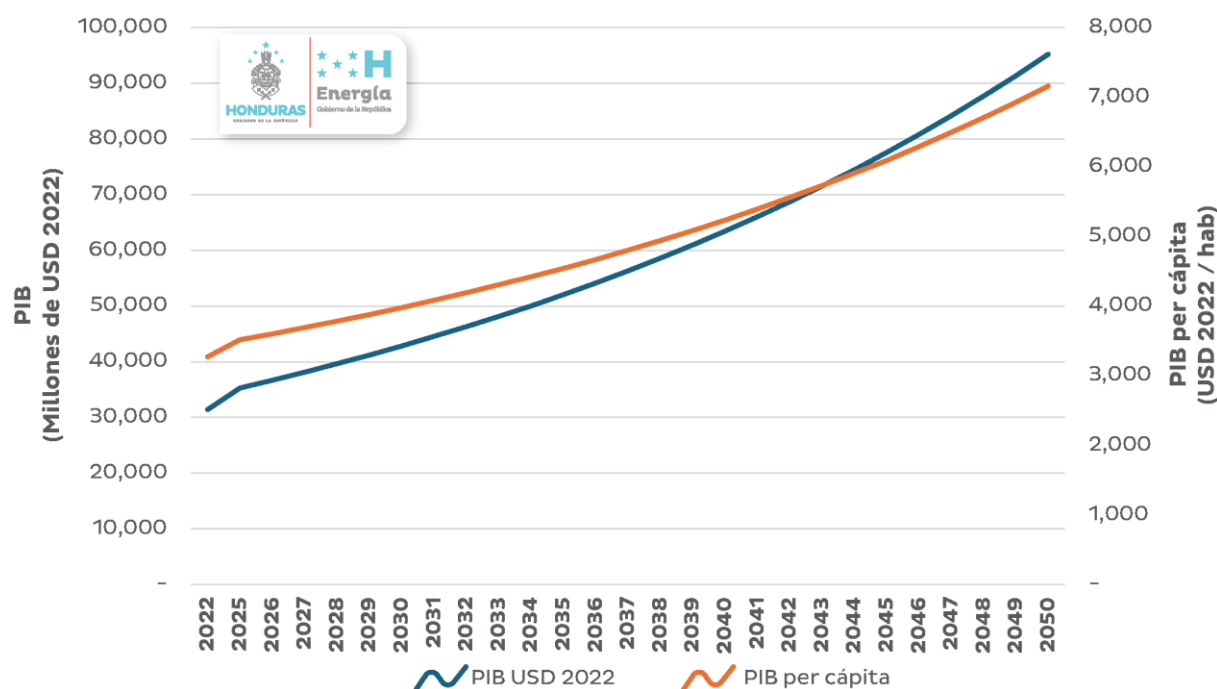
Fuente: Elaboración propia con datos (BCH, 2024a, 2024b)

Este modelo se desarrolla a partir de la construcción de un cuadro de oferta y utilización (COU) como principal insumo. En este ejercicio se utilizó el COU elaborado por el (BCH, 2024b) para el año 2022, en concordancia con el año base propuesto en el modelo energético. Para ello se redujo el COU adaptándolo a las necesidades particulares del modelo energético desarrollado en esta instancia; por lo cual, se obtuvo como resultado un COU de 9 sectores y 9 productos, simplificando de esta forma la dimensión de información exógena, sin

comprometer la precisión de la información requerida por el modelo energético, centrada en las perspectivas del valor agregado bruto (VAB) para los siguientes 5 sectores; 1) Industria, 2) Minas y Canteras, 3) Construcción, 4) Agricultura, Ganadería y Pesca, y 5) Comercial y Servicios (Figura 14).

En cuanto a la evolución propuesta para el PIB de 2025 hacia 2050, se utilizó el programa Model Independent Parameter Estimation & Uncertainty Analysis (PEST), para realizar una calibración de los principales parámetros del modelo económico de forma de alcanzar una trayectoria del PIB cercana a las proyecciones oficiales presentadas en el Marco Macrofiscal de mediano plazo de carácter tendencial, elaborado por el BCH y la Secretaría de Finanzas (SEFIN). Estas proyecciones alcanzan hasta el año 2044, con una tasa anual acumulativa cercana al 4.1%, lo que permitió extender la proyección hasta 2050, manteniendo coherencia con las tendencias oficiales. Con estas estimaciones se puede a su vez calcular el PIB per cápita el cual se estima crecerá a una tasa promedio anual de aproximadamente el 3% (Figura 15).

Figura 15: PIB y PIB per cápita 2025-2050



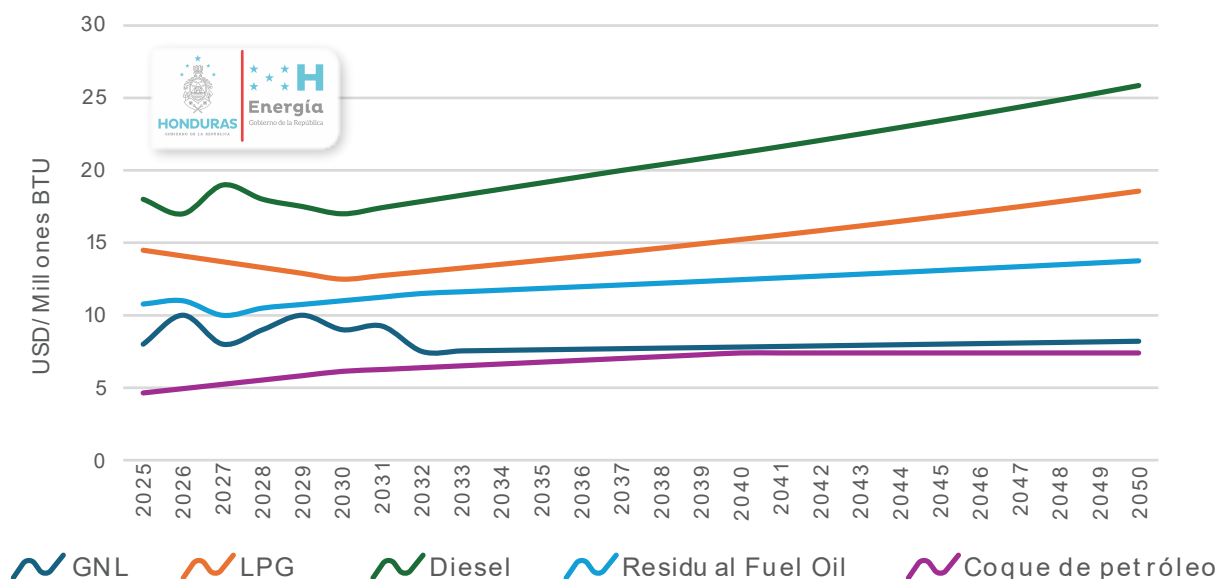
Fuente: Elaboración propia con datos de (BCH, 2024c; INE, 2013a, 2013d, 2013c, 2013b)

4.4. COSTOS

En el marco de la prospectiva energética, los costos constituyen un elemento central para la evaluación de escenarios. Se han considerado tanto los costos de inversión como los de operación y mantenimiento (O&M), integrando además las estimaciones en cuanto a las proyecciones de precios de combustibles y tecnologías de generación. Estas estimaciones se han elaborado con base en tendencias internacionales y regionales, así como en supuestos

de evolución del mercado local, lo que permite estimar un comportamiento futuro de los costos energéticos y su impacto en la competitividad del sistema. De esta manera, los escenarios planteados reflejan no solo la situación actual, sino también una dinámica esperada de los costos a mediano y largo plazo, proporcionando insumos clave para la toma de decisiones en materia de planificación energética.

Figura 16: Proyección costos de los combustibles



Fuente: Elaboración propia con datos de (CND, 2024; EIA, 2024)

Tabla 1: Costos de referencia tecnologías de generación y almacenamiento

Tecnología	Costos de capital (\$/kW)	Fijo O&M (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)
Motor búnker	1,000.0	40.0	6.5
Motor diésel	970.0	40	6.5
Motor GN a ciclo simple	1,000.0	40.0	6.5
Motor GN a ciclo combinado	1,205.0	13.0	2.0
Turbina a Gas	1,020.0	6.0	1.9
Eólica con batería	1,715.0	36.0	-
eólica	1,580.0	30.0	-
Solar FV con batería	1,260.0	26.0	-
Solar FV	870.0	17.0	-
Geotermia	5,900.0	154.0	1.3
Hidroeléctrico embalse	3,500.0	47.0	1.5
Hidroeléctrica pasada	2,000.0	47.0	1.5
Batería	1,600.0	-	-

Fuente: Elaboración propia con datos de (CND, 2024; CNE, 2025; IRENA, 2025)

Los costos presentados en la prospectiva corresponden a estimaciones que pueden variar considerablemente en el futuro. Factores como el ritmo de penetración de nuevas

tecnologías, los cambios en la estructura de los mercados energéticos, así como situaciones externas imprevisibles —por ejemplo, guerras, conflictos geopolíticos o crisis internacionales— pueden provocar fluctuaciones abruptas en los precios de los combustibles y, en consecuencia, modificar las trayectorias proyectadas. Por ello, los datos deben interpretarse como aproximaciones orientativas y no como valores absolutos.

4.5. ESTRUCTURA DEL MODELO

4.5.1. Estructura de la demanda

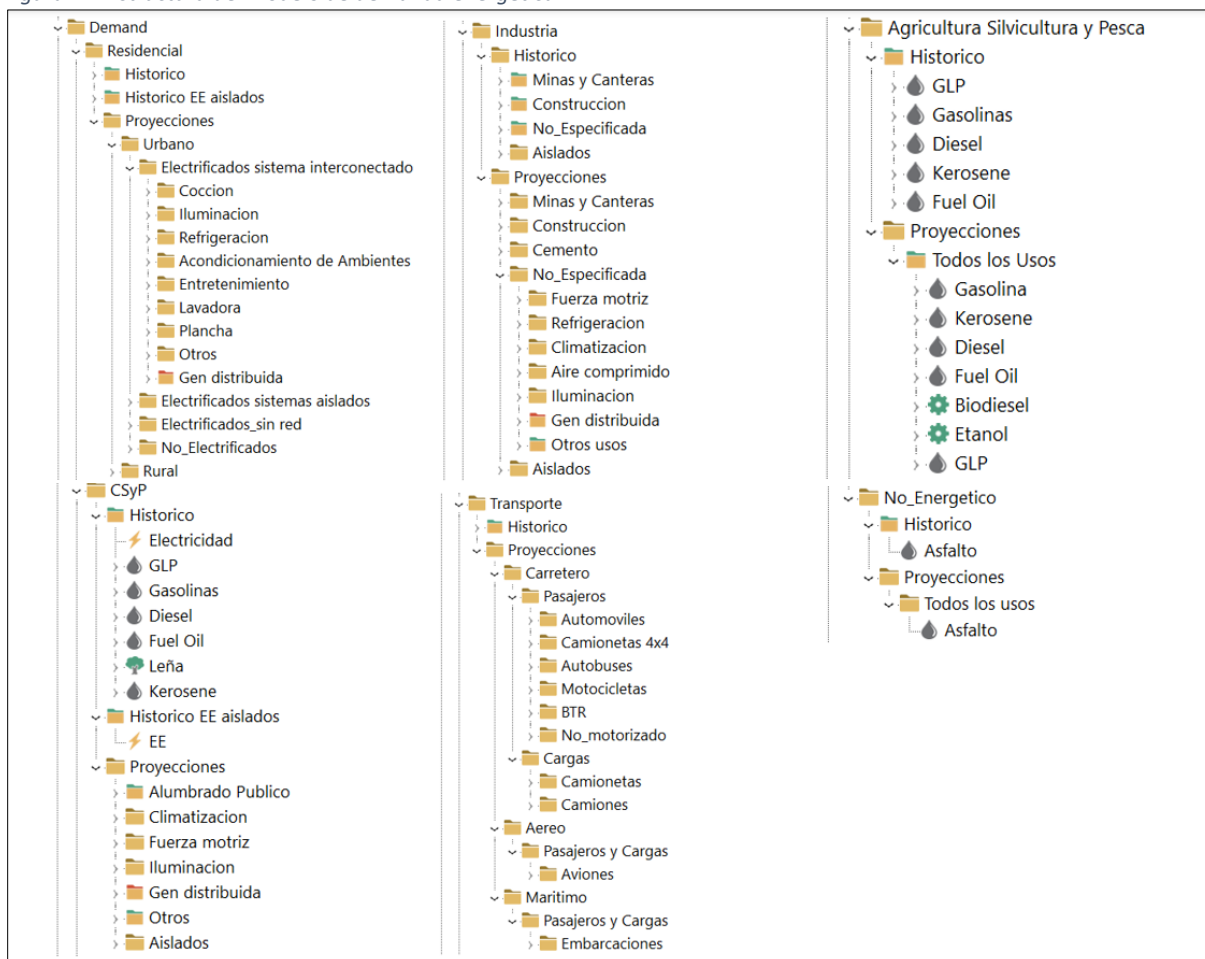
En el modelo desarrollado en LEAP, la demanda de energía se estructuró de manera jerárquica y desagregada, con el propósito de reflejar con mayor detalle la realidad del consumo energético nacional, permitiendo un análisis más detallado de los escenarios conducidos. Asimismo, la desagregación responde a la necesidad de diferenciar los patrones de uso de la energía según sectores de consumo, así como sus particularidades técnicas y socioeconómicas. De esta manera, el modelo captura mejor las dinámicas de crecimiento y los factores que determinan la evolución de la demanda en el largo plazo.

Luego, la demanda se dividió en sectores principales: Residencial, Comercio y Servicios (CyS), Industria, Transporte, Agricultura-Silvicultura-Pesca y No-Energético. Esta clasificación sigue estándares internacionales de planificación energética (United Nations. Statistical Division., 2016^a2016a), y considera las desagregaciones de acuerdo con los balances energéticos nacionales (Secretaría de Energía & Organización Latinoamericana de Energía, 2025), respondiendo a la diversidad de usos finales de la energía. Cada sector presenta características específicas en cuanto a intensidad de consumo, tecnologías utilizadas y proyecciones de crecimiento, lo que justifica su tratamiento diferenciado en el modelo (las desagregaciones pueden observarse en la Figura 17).

El sector residencial se subdividió en histórico y proyecciones, con el fin de separar la información de consumo observado de la estimación futura. Dentro de las proyecciones, se distinguió entre urbano y rural, atendiendo a las diferencias en el acceso a la energía y en los patrones de consumo entre ambos ámbitos. A su vez, cada uno de estos se clasificó en: electrificados del sistema interconectado, electrificados en sistemas aislados, electrificados sin red y no electrificados. Esta subdivisión permite reflejar las condiciones reales de acceso a la electricidad en el país y evaluar escenarios de expansión de cobertura, eficiencia y transición energética.

En el caso del sector Comercio y Servicios (CyS), la desagregación se realizó considerando datos históricos de acuerdo con información existente, y se evaluó una estimación futura según usos finales de la energía: alumbrado público, climatización, fuerza motriz, iluminación, generación distribuida y otros consumos. Además, se consideraron las demandas de sistemas aislados, lo que permite analizar cómo evolucionan los diferentes servicios energéticos en función de su aplicación. Esta metodología facilita identificar los usos de mayor crecimiento y su peso relativo en el consumo total.

Figura 17: Estructura del modelo de demanda energética



En el sector industrial se mantiene, al igual que en residencial y CyS una desagregación de datos históricos, seguido de una organización prospectiva a partir de ramas de actividad o rubros como: minas y canteras, construcción y cemento. No obstante, debido a la complejidad intrínseca de este sector y a la limitada disponibilidad de información específicamente de dichos rubros, fue necesario incluir una categoría general denominada “no especificada”, con el objetivo de capturar los consumos energéticos vinculados a diversos usos finales dentro de la industria que, por su naturaleza no ha sido posible agruparlas en algunas de los rubros previamente mencionados. Asimismo, se incorporó la categoría de “aislados”, destinada a reflejar la situación de industrias que operan fuera del sistema interconectado nacional. La motivación de esta clasificación es reconocer que cada rama industrial presenta procesos productivos y patrones de consumo energético distintos, siendo algunos intensivos en electricidad y otros en combustibles fósiles. En este sentido, contar con información más desagregada resulta esencial para lograr un modelado más robusto y detallado. Por ello, se espera que en el futuro se cuente con los recursos necesarios que permitan la recopilación y sistematización de datos sectoriales, por ejemplo, mediante instrumentos como encuestas sectoriales o los balances de energía útil, que permitirían

identificar con mayor claridad los consumos específicos de cada subsector industrial y, a su vez, facilitar el diseño de políticas energéticas más focalizadas.

En el sector transporte, la división se realizó según el modo de transporte, permitiendo identificar qué modos son los más demandantes de energía y cuáles presentan mayor potencial de eficiencia o de incorporación de tecnologías alternativas como la electromovilidad. Adicionalmente, dentro de cada modo se estableció una separación entre transporte de pasajeros y transporte de carga, dado que ambos segmentos presentan patrones de consumo diferenciados. El transporte de pasajeros está vinculado principalmente a la movilidad cotidiana y al acceso a servicios, mientras que el de carga está directamente asociado a la actividad económica, la distribución de bienes y la operación de las cadenas de suministro. Asimismo, se incorporaron niveles de detalle para el transporte de pasajeros o carga, distinguiendo, por ejemplo, entre automóviles, camionetas, buses y motocicletas. Esta desagregación responde a que cada tipo de vehículo presenta características diferentes en cuanto a eficiencia energética, intensidad de uso y potencial de electrificación o sustitución tecnológica. De esta manera, el modelo logra capturar con mayor precisión la heterogeneidad del consumo energético en el transporte y permite evaluar de forma diferenciada las oportunidades de mejora.

El sector de Agricultura, Silvicultura y Pesca y el No-Energético se mantuvieron con subdivisiones simples bajo la categoría de “todos los usos”, dado que su participación en la demanda es menor en comparación con otros sectores y no presentan una heterogeneidad significativa que amerite mayor desglose.

4.5.2. Estructura de la transformación

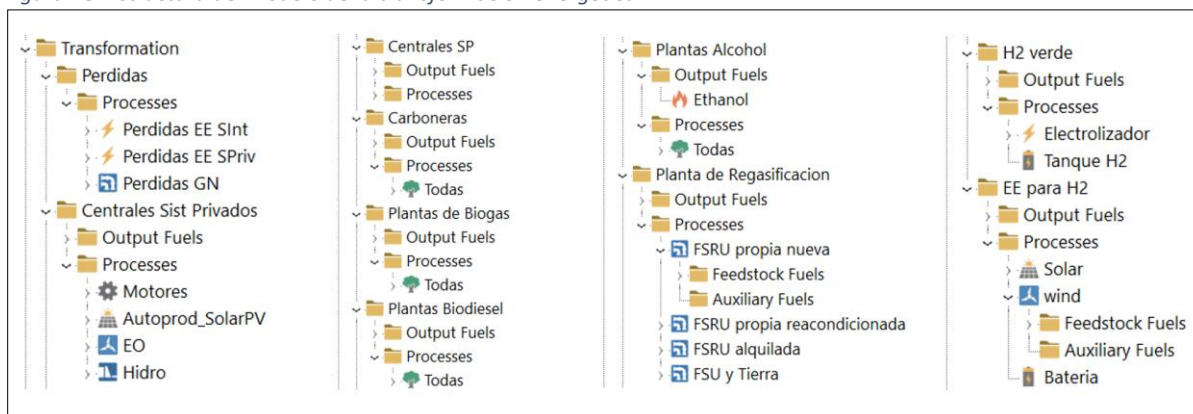
En el modelo energético desarrollado, el módulo de Transformación se estructuró con el objetivo de representar de manera detallada los procesos de conversión de energía primaria en energía secundaria. La organización responde a la necesidad de diferenciar los distintos centros de transformación y tecnologías que conforman el sistema energético nacional, así como aquellas alternativas que permiten evaluar la inserción de nuevas fuentes de energía en el futuro.

La primera división considera la categoría de Pérdidas, con el fin de reflejar las reducciones de energía asociadas a los procesos internos del sistema energético principalmente en procesos de transporte y distribución. Posteriormente, se incluyen las Centrales de generación eléctrica de Sistemas Privados, las cuales representan el autoabastecimiento de electricidad ya sea de forma independiente o a través de microrredes mediante motores de combustión y sistemas renovables. Esta categoría permite capturar la importancia creciente de la generación independiente de la red del país.

En paralelo, se definieron las Centrales SP, entendidas como aquellas plantas que inyectan electricidad al Sistema Interconectado Nacional. Esta categoría agrupa la mayor parte de las tecnologías de generación de gran escala, incluyendo centrales hidroeléctricas y

termoeléctricas convencionales, así como todo el resto de las plantas de generación renovable del país. La inclusión de esta desagregación responde a la necesidad de la evaluación del recurso energético necesario para suplir la demanda eléctrica que es requerida por la red, siendo éste el principal mercado de electricidad de Honduras.

Figura 18: Estructura del modelo de la transformación energética



Nota: EE: energía eléctrica; GN: Gas Natural; PV: Fotovoltaico; Sint: Sistema interconectado; SPriv: Sistemas privados; EO: Eólicas; FSRU: unidades flotantes de almacenamiento y regasificación; H2: Hidrógeno; SP: Sistema público (SIN).

Asimismo, se modelaron las Plantas Carboneras, orientadas a la producción de carbón vegetal, recurso utilizado principalmente en consumos residenciales. Igualmente, se representan las Plantas de Biogás, responsables de la producción de este combustible a partir de residuos orgánicos y agropecuarios, y las Plantas de Biodiesel y Bioetanol, orientadas a la obtención de estos biocombustibles líquidos. Estos últimos tienen un rol clave en la diversificación de la matriz energética del transporte, ya que pueden utilizarse en mezclas con gasolina o diésel convencional, contribuyendo a reducir la dependencia de los derivados del petróleo.

Otro elemento estratégico del modelo es la Planta de Regasificación, que incorpora diferentes configuraciones tecnológicas: unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU), nuevas o reacondicionadas, alquiladas, así como la opción de una terminal en tierra firme. La inclusión de esta categoría responde a la necesidad de evaluar la introducción del gas natural licuado (GNL) como vector energético de transición, permitiendo diversificar la oferta y reducir el peso de los combustibles líquidos en la generación térmica.

Finalmente, se incluyó el bloque de Hidrógeno verde (H2), que contempla procesos de electrólisis y almacenamiento, junto con un módulo específico de Electricidad para H2, el cual se alimenta de fuentes renovables como solar, eólica y almacenamiento en baterías. Con ello, el modelo permite evaluar el papel emergente del hidrógeno como portador energético en escenarios de descarbonización, tanto en el sector eléctrico como en aplicaciones industriales y de transporte.

V. ESCENARIOS PROPUESTOS

En el marco del presente ejercicio prospectivo, la construcción de escenarios constituye una herramienta clave para explorar posibles trayectorias del sistema energético. Estos escenarios no buscan predecir el futuro, sino ofrecer alternativas que permitan analizar cómo distintos supuestos pueden incidir en la evolución de la demanda y la transformación energética. A partir de esta lógica, se han formulado escenarios diferenciados para ambos ámbitos (un total de cinco escenarios, dos desde el lado de la demanda y tres desde el lado de la oferta), cuya descripción se presenta a continuación.

5.1. ESCENARIOS DE DEMANDA

5.1.1. Escenario tendencial de la demanda

En el ámbito de la demanda, se desarrolló un **escenario tendencial** que refleja una visión conservadora, basada en el comportamiento histórico de la demanda energética. No obstante, incorpora ciertas variaciones derivadas de la aplicación de medidas específicas en cada sector de consumo, así como de los cambios recientes observados en la estructura de la demanda nacional. A continuación, se presentan en detalle las acciones y supuestos considerados en este escenario con horizonte al año 2050.

Sector residencial:

1. Ahorro en *standby power*: Se proyecta una reducción en la intensidad energética equivalente al 2%.
2. Refrigeradoras eficientes: Se estima un ahorro (reducción en la intensidad energética) del 10% gracias a la incorporación de equipos de mayor eficiencia.
3. Lámparas eficientes: Se proyecta un ahorro del 25% en la intensidad energética mediante la incorporación de tecnologías de iluminación más eficientes.
4. Sustitución de estufas a leña por estufas mejoradas: Se prevé que, hacia 2050, el 25% de los hogares que actualmente dependen de la leña migren hacia el uso de estufas mejoradas, con mayor eficiencia y por ende, menor consumo de combustible.
5. Sustitución de leña por GLP: Se proyecta que el 10% de los hogares que hoy cocinan con leña pasen a utilizar gas licuado de petróleo (GLP) como fuente principal.
6. Sustitución de leña por estufas eléctricas en áreas urbanas: En el ámbito urbano, se espera que el 10% de los hogares que usan leña sustituyan este combustible por el uso de estufas eléctricas.
7. Incremento en la penetración de aires acondicionados en los hogares: Se alcanzará una saturación equivalente al 100% de la observada en el año base.
8. Incremento en la intensidad energética por uso de aires acondicionados: Se considera que el consumo energético asociado a los aires acondicionados

aumentará un 5% por cada grado de incremento en la temperatura media ambiente, reflejando mayor demanda de enfriamiento derivada del cambio climático.

9. Generación distribuida conectada al SIN: Se proyecta un incremento del 5 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar, promoviendo el aprovechamiento de la energía renovable a nivel residencial.
10. Generación distribuida con proyectos aislados: Se proyecta un incremento de 0.5 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar en proyectos aislados residenciales urbanos y rurales, fomentando el aprovechamiento de la energía renovable de manera independiente.
11. Acceso a la electricidad: Se ha considerado una evolución tendencial de acuerdo con el comportamiento de dicho indicador, logrando un 100% de acceso a la electricidad en los hogares hondureños.

Sector comercial y servicios públicos:

1. Lámparas eficientes: Se proyecta un ahorro del 25% en la intensidad energética mediante la incorporación de tecnologías de iluminación más eficientes.
2. Alumbrado público: Se proyecta un ahorro del 12% en la intensidad energética mediante la incorporación de tecnologías de iluminación más eficientes.
3. Ahorro con motores eficientes: Se consideran una reducción en la intensidad energética, del 4%.
4. Incremento en la intensidad energética por uso de aires acondicionados: Se considera que el consumo energético asociado a los aires acondicionados aumentará un 5% por cada grado de incremento en la temperatura media ambiente, reflejando la mayor demanda de enfriamiento derivada del cambio climático.
5. Mejoras genéricas de eficiencia: Se incluye una medida de carácter transversal, con reducciones estimadas del 20% en la intensidad energética que puede estar asociada a capacitaciones que conllevan a buenas prácticas en el uso de la energía, optimización de operaciones o procesos o bien modernización de otros equipos.
6. Generación distribuida conectada al SIN: Se proyecta un incremento del 5 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar, promoviendo el aprovechamiento de la energía renovable en el sector comercial y servicios públicos.

Sector Industrial

1. Ahorro con motores eficientes: Se consideran una reducción en la intensidad energética de la fuerza motriz, del 8%.
2. Mejoras genéricas de eficiencia: Se incluye una medida de carácter transversal, con reducciones estimadas del 8% en la intensidad energética que puede estar

asociada a capacitaciones que conllevan a buenas prácticas en la gestión de la energía, optimización de operaciones o procesos o bien modernización de otros equipos.

3. Generación distribuida conectada al SIN: Se proyecta un incremento del 5 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar, promoviendo un mayor aprovechamiento de la energía renovable a nivel industrial.

Agricultura, silvicultura y pesca.

1. Reducción de la intensidad energética (medidas generales): Se incorporan metas adicionales de reducción del 20%, asociadas a buenas prácticas en la gestión energética, modernización de equipos y maquinarias entre otros.

Transporte:

1. Reducción de la intensidad energética (medidas generales): Se incorporan metas adicionales de reducción del 10%, que puede asociarse a la modernización de la flota vehicular, optimizaciones en las operaciones de transporte, entre otros.
2. Introducción de vehículos eléctricos: Se proyecta que un 18.2% de los pasajeros-kilómetro y el 20% de las toneladas-kilómetros que hoy utilizan gasolina migren a eléctricos, lo que representa aproximadamente el 15% del parque vehicular.
3. Aumento en la penetración del automóvil particular: Se estima un incremento del 90% en los pasajeros-kilómetro cubiertos por autos.
4. Introducción de biocombustibles: Se considera una mezcla del 5% en volumen tanto para bioetanol como para biodiesel.

5.1.2. Escenario Alternativo de demanda

Se ha desarrollado y evaluado un **escenario alternativo** que busca potenciar las medidas consideradas en el escenario tendencial, en apego a un escenario de política. Este escenario acumulativo integra todas las acciones propuestas, de manera que se analiza su efecto conjunto sobre el sistema. Adicionalmente, se han ejecutado 14 escenarios independientes, cada uno enfocado en una medida específica, con el propósito de aislar y cuantificar el impacto individual de cada acción. Esta aproximación permite identificar cuáles medidas generan los mayores beneficios energéticos y ambientales, y evaluar cómo cada una contribuye al logro de los objetivos generales del escenario alternativo. De esta manera, se obtiene una visión tanto integral como detallada, que facilita la priorización de estrategias y la toma de decisiones en planificación energética y en el desarrollo de políticas del sector.

Las medidas consideradas de forma conjunta para el escenario alternativo son las siguientes:

Sector residencial:

1. Ahorro en standby power: Se proyecta una reducción en la intensidad energética equivalente al 2%.
2. Refrigeradoras eficientes: Se estima un ahorro (reducción en la intensidad energética) del 26% gracias a la incorporación de equipos de mayor eficiencia.
3. Lámparas eficientes: Se proyecta un ahorro del 35% en la intensidad energética mediante la incorporación de tecnologías de iluminación más eficientes.
4. Sustitución de estufas a leña por estufas mejoradas: Se prevé que, hacia 2050, el 40% de los hogares que actualmente dependen de la leña migren hacia el uso de estufas mejoradas, con mayor eficiencia y por ende, menor consumo de combustible.
5. Sustitución de leña por GLP: Se proyecta que el 20% de los hogares que hoy cocinan con leña pasen a utilizar gas licuado de petróleo (GLP) como fuente principal.
6. Sustitución de leña por estufas eléctricas en áreas urbanas: En el ámbito urbano, se espera que el 40% de los hogares que usan leña sustituyan este combustible por el uso de estufas eléctricas.
7. Incremento en la penetración de aires acondicionados en los hogares: Se alcanzará una saturación equivalente al 100% de la observada en el año base.
8. Regulación en la intensidad energética por uso de aires acondicionados: Se considera que el consumo energético asociado a los aires acondicionados aumentará un 5% por cada grado de incremento en la temperatura media ambiente, reflejando la mayor demanda de enfriamiento derivada del cambio climático, combinado a ello se espera una reducción en la intensidad energética del 20% asociada al uso de equipos más eficientes.
9. Generación distribuida conectada al SIN: Se proyecta un incremento del 30 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar, promoviendo un mayor aprovechamiento de la energía renovable a nivel residencial.
10. Generación distribuida con proyectos aislados: Se proyecta un incremento de 1% en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar en proyectos aislados residenciales urbanos y rurales, fomentando el aprovechamiento de la energía renovable de manera independiente.
11. Acceso a la electricidad: Se alcanza al 2030 el 100% de acceso a la electricidad en Honduras.

Sector comercial y servicios públicos:

1. Lámparas eficientes: Se proyecta un ahorro del 35% en la intensidad energética mediante la incorporación de tecnologías de iluminación más eficientes.
2. Alumbrado público: Se proyecta un ahorro del 12% en la intensidad energética mediante la incorporación de tecnologías de iluminación más eficientes.
3. Ahorro con motores eficientes: Se consideran una reducción en la intensidad energética, del 15%.
4. Regulación en la intensidad energética por uso de aires acondicionados: Se considera que el consumo energético asociado a los aires acondicionados aumentará un 5% por cada grado de incremento en la temperatura media ambiente, reflejando la mayor demanda de enfriamiento derivada del cambio climático, combinado a ello se espera una reducción en la intensidad energética del 20% asociada al uso de equipos más eficientes.
5. Energía solar térmica: Se plantea la sustitución del 15% de la electricidad utilizada para calentamiento de agua mediante la implementación de sistemas de energía solar térmica, fomentando así un mayor uso de fuentes renovables y la reducción del consumo eléctrico convencional
6. Mejoras genéricas de eficiencia: Se incluye una medida de carácter transversal, con reducciones estimadas del 20% en la intensidad energética que puede estar asociada a capacitaciones que conllevan a buenas prácticas en el uso de la energía, optimización de operaciones o procesos o bien modernización de otros equipos.
7. Generación distribuida conectada al SIN: Se proyecta un incremento del 15 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar, promoviendo un mayor aprovechamiento de la energía renovable en el sector comercial y servicios públicos.

Sector Industrial:

1. Ahorro con motores eficientes: Se consideran una reducción en la intensidad energética de la fuerza motriz, del 10%.
2. Mejoras genéricas de eficiencia: Se incluye una medida de carácter transversal, con reducciones estimadas del 8% en la intensidad energética que puede estar asociada a capacitaciones que conllevan a buenas prácticas en la gestión de la energía, optimización de operaciones o procesos o bien modernización de otros equipos.
3. Introducción de biogás en sustitución del fuel oil: Se plantea una penetración del 10% sobre el consumo de fuel oil.
4. Energía solar térmica: Se plantea reemplazar aproximadamente un 18% del consumo de GLP utilizado principalmente en el calentamiento de agua, incorporando sistemas de colectores solares térmicos que permitan aprovechar la radiación solar.

5. Coque a hidrógeno (H_2): Se proyecta la sustitución del 10% del consumo de coque destinado para la producción de cemento por hidrógeno, impulsando la incorporación de combustibles limpios en los procesos industriales.
6. Coque a gas natural: Se plantea la sustitución del 90 % del consumo de coque destinado para la producción de cemento por gas natural, con el objetivo de reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia energética del sector.
7. Generación distribuida conectada al SIN: Se proyecta un incremento del 10 % en la capacidad instalada mediante sistemas de generación distribuida solar, promoviendo un mayor aprovechamiento de la energía renovable en el sector industrial.

Agricultura, silvicultura y pesca:

1. Reducción de la intensidad energética (medidas generales): Se incorporan metas adicionales de reducción del 20%, asociadas a buenas prácticas en la gestión energética, modernización de equipos y maquinarias entre otros.

Transporte:

1. Reducción de la intensidad energética (medidas generales): Se incorporan metas adicionales de reducción del 10%, que puede asociarse a la modernización de la flota vehicular, optimizaciones en las operaciones de transporte, entre otros.
2. Introducción de vehículos eléctricos: Se proyecta que un 18.2% de los pasajeros-kilómetro y el 20% de las toneladas-kilómetros que hoy utilizan gasolina migren a eléctricos, lo que representa aproximadamente el 15% del parque vehicular.
3. Eficiencia energética en vehículos eléctricos: Se considera una reducción del 10 % en la intensidad energética de los vehículos eléctricos, derivada de mejoras tecnológicas y de eficiencia en el uso de la energía.
4. Vehículos híbridos: Se estima que los vehículos livianos híbridos (autos y camionetas) representarán el 40% de los pasajeros-kilómetro, asimismo, en el transporte de carga cubrirán el 40% de las toneladas-kilómetro.
5. Movilidad no motorizada: Se plantea alcanzar que al menos el 10 % de los viajes de pasajeros-kilómetro se realicen mediante movilidad no motorizada (caminar y uso de bicicleta), promoviendo así un transporte urbano más sostenible, accesible y con menores emisiones, al mismo tiempo que se fomenta la salud y el bienestar de la población.
6. Cambio modal de transporte particular hacia autobuses: Se espera que el 30% de los pasajeros-kilómetro actualmente realizados en autos pasen al transporte en autobús.
7. Aumento en la penetración del automóvil particular: Se estima un incremento del 90% en los pasajeros-kilómetro cubiertos por autos.

8. Introducción de biocombustibles: Se considera una mezcla del 10% en volumen tanto para bioetanol como para biodiesel.

Las medidas antes descritas evaluadas desde el lado de la demanda están consideradas en atención a diferentes supuestos de acuerdo con las tendencias, estudios, políticas, estrategias, planes, reglamentos y leyes, entre las que destacan:

1. Visión de País (Gobierno de la República de Honduras, 2010)
2. Prioridades de Gobierno (SPE, 2022)
3. Agenda 2030 (Naciones Unidas, 2018)
4. Política Energética Nacional
5. Hoja de ruta 2050 (SEN, 2021)
6. Política de acceso universal a la electricidad para Honduras (PAUEH) (SEN, 2023b)
7. Ley para el uso racional y eficiente de la energía en Honduras (SEN, 2024b)
8. Prospectiva energética 2017-2038 (FB & SEN, 2019)
9. Contribución Nacional Determinada (MiAmbiente+, 2021)
10. Balances energéticos nacionales 2010 - 2024
11. Evaluación de oportunidades de mejora de la eficiencia energética y la gestión de la demanda en Honduras (Banco Mundial, 2021)
12. RTCA productos eléctricos, acondicionadores de aire tipo dividido invertir, con flujo de refrigerante variable descarga libre y sin ductos de aire (COMIECO, 2023b).
13. RTCA productos eléctricos, acondicionadores de aire tipo dividido descarga libre y sin ductos de aire (COMIECO, 2023a).
14. RTCA productos eléctricos, refrigeradores y congeladores electrodomésticos (COMIECO, 2023c).
15. RTCA Producto de petróleo, gasolina superior, especificaciones (COMIECO, 2024)
16. Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales
17. Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica de Honduras (SEN, 2023a).
18. Estrategia Nacional Inclusiva para la Adopción de Estufas Mejoradas en Honduras
19. Análisis del potencial solar térmico en Honduras (Cooperación Alemana, 2023).

5.2. ESCENARIOS OFERTA

5.2.1. Escenario tendencial de la oferta

Se ha evaluado la construcción de un **escenario tendencial** desde la perspectiva de la oferta, en el cual se proyecta una participación sostenida de los derivados del petróleo dentro de la matriz energética. Este análisis resulta necesario porque permite reflejar la dinámica actual del sector energético, donde los combustibles fósiles continúan teniendo un rol predominante para lograr la cobertura de la demanda. Asimismo, elaborar este escenario posibilita contar con una línea base sobre la cual contrastar futuros escenarios de políticas,

facilitando la identificación de brechas, riesgos y oportunidades para la diversificación de la matriz y la incorporación de fuentes renovables.

Para el desarrollo del presente escenario, se han considerado los siguientes supuestos:

1. Se exploran los requerimientos de energía y potencia asociado a escenario tendencial de la demanda.
2. La discretización temporal usada contiene 288 bloques de demanda, compuestos por 24 bloques horarios diarios (cada uno de una hora). Los usos eléctricos se estimaron sobre dicha discretización reconstruyendo curvas de carga por uso y sectoriales.
3. Se ha modelado un escenario considerando condiciones de hidraulicidad media, con el fin de representar un comportamiento promedio de los recursos hídricos a lo largo del horizonte de análisis.
4. Se ha modelado el sistema considerando un enfoque de optimización, con el propósito de evaluar la oferta energética bajo distintos supuestos de disponibilidad y costos.
5. Se ha modelado de forma independiente los sistemas privados (sistemas aislados) de generación eléctrica del país, modelando allí las necesidades de equipamiento de acuerdo con los requerimientos de la demanda tendencial.
6. Se ha modelado las perdidas eléctricas asociando las no técnicas (aproximadamente un 16%) al consumo directo en la demanda, mientras las perdidas técnicas se han considerado se reducen del alrededor de un 20% a 16% a finales del periodo de estudio.
7. Se modelan los procesos de transformación de biomásas a biocombustibles y de biogás, para a partir de los mismos estimar los requerimientos de materia prima necesaria.
8. Se ha considerado la incorporación del proyecto Puca-Opalaca (microrred aislada hidroeléctrica) con una capacidad de 100 kW, así como los proyectos en las comunidades Yu-Raya y Bella Vista (sistemas fotovoltaicos independientes) con una capacidad total de 27.62 kW. Todos estos proyectos se prevé que entren en operación en 2026.

Tabla 2: Adiciones, retiros y candidatas al SIN para el escenario tendencial

Adiciones consideradas		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Granja solar fotovoltaica Patuca	50	2026
Incorporación de baterías	75	2026
Planta hidroeléctrica	13.5	2030
Planta hidroeléctrica	198	2030
Aumento de capacidad en planta térmica a diésel	40	2026
Aumento de capacidad en planta térmica a diésel	80	2027

Retiros considerados		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Plantas térmicas búnker	210	2028
Bloque I de arrendamientos	53.04	2028
Bloque II de arrendamientos	162	2029
Planta térmica coque	110	2046
Plantas térmicas búnker	470	2030
Candidatos ⁵		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Motor búnker	-	-
Motor diésel	-	-
Motor GN a ciclo simple	-	-
Motor GN a ciclo combinado	-	-
Turbina a Gas	-	-
Eólica con batería	-	-
Eólica	-	-
Solar FV con batería	-	-
Solar FV	-	-
Geotermia	-	-
Hidroeléctrico embalse	-	-
Hidroeléctrica pasada	-	-
Batería	-	-

5.2.2. Escenario alternativo I de la oferta

Se evaluó la construcción de un escenario alternativo, denominado también escenario de políticas, orientado a analizar la transición estructural de la matriz energética nacional, con énfasis en el sector eléctrico. Este escenario propone una transformación progresiva del sistema de generación, basada en una reducción sustancial de la dependencia de los combustibles derivados del petróleo, mediante un impulso estratégico a los proyectos hidroeléctricos estatales de usos múltiples. Estos se conciben no solo como una fuente renovable, sino también como un pilar para fortalecer la seguridad energética, la regulación hídrica y la gestión sostenible de los recursos. De forma complementaria, se plantea la incorporación de energía fotovoltaica y del gas natural como energético de transición hacia una matriz más limpia y eficiente. En conjunto, estas medidas buscan fomentar una diversificación equilibrada de la oferta, reforzar la resiliencia del sistema eléctrico frente a incidencias climáticas y variaciones en los precios internacionales, además de contribuir al cumplimiento de los compromisos nacionales de descarbonización.

Para el desarrollo del presente escenario, se han considerado los siguientes supuestos:

⁵ En el caso de los candidatos, la optimización del modelo determina la incorporación o expansión de capacidad según los requerimientos del sistema y el momento previsto de su entrada en operación.

1. Se exploran los requerimientos de energía y potencia asociado a escenario alternativo de la demanda.
2. La discretización temporal usada contiene 288 bloques de demanda, compuestos por 24 bloques horarios diarios (cada uno de una hora). Los usos eléctricos se estimaron sobre dicha discretización reconstruyendo curvas de carga por uso y sectoriales.
3. Se ha modelado un escenario considerando condiciones de hidraulicidad media, con el fin de representar un comportamiento promedio de los recursos hídricos a lo largo del horizonte de análisis.
4. Se modela la planta de regasificación y su utilización de acuerdo con la necesidad desarrollada por el escenario alternativo de demanda y su uso en la generación eléctrica.
5. Se ha modelado el sistema considerando un enfoque de optimización, con el propósito de evaluar la oferta energética bajo distintos supuestos de disponibilidad y costos.
6. Se ha modelado de forma independiente los sistemas privados (sistemas aislados) de generación eléctrica del país, modelando allí las necesidades de equipamiento de acuerdo con los requerimientos de la demanda del escenario alternativo.
7. Se modelaron las pérdidas eléctricas diferenciando entre pérdidas no técnicas y técnicas. Las primeras, estimadas en aproximadamente 16%, se asociaron directamente al consumo en la demanda. En cuanto a las pérdidas técnicas, se consideró una reducción progresiva, pasando de alrededor del 20% al 15% hacia el año 2030.
8. Se modelan los procesos de transformación de biomásas a biocombustibles y de biogás, para a partir de los mismos estimar los requerimientos de materia prima necesaria.
9. Se ha considerado la incorporación del proyecto Puca-Opalaca (microrred aislada hidroeléctrica) con una capacidad de 100 kW, así como los proyectos en las comunidades Yu-Raya y Bella Vista (sistemas fotovoltaicos independientes) con una capacidad total de 27.62 kW. Todos estos proyectos se prevé que entren en operación en 2026.

Tabla 3: Adiciones, retiros y candidatas al SIN para el escenario alternativo I

Adiciones consideradas		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Granja solar fotovoltaica Patuca	50	2026
Incorporación de baterías	75	2026
Planta hidroeléctrica	13.5	2030
Planta hidroeléctrica	40	2031
Planta hidroeléctrica	150	2031
Planta hidroeléctrica	270	2033
Planta hidroeléctrica	80	2030

Planta hidroeléctrica	210	2032
Planta fotovoltaica	47	2029
Proyecto fotovoltaico	150	2030
Renovación central térmica La Puerta	25	2029
Renovación central térmica Santa Fe	4.8	2030
Planta hidroeléctrica	198	2030
Aumento de capacidad en planta térmica a GN	120	2027
Planta fotovoltaica	60	2027
Planta geotérmica	50	2040
Incorporación de baterías	75	2033
Retiros considerados		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Plantas térmicas búnker	210	2028
Bloque I de arrendamientos	53.04	2028
Bloque II de arrendamientos	162	2029
Planta térmica coque	110	2046
Plantas térmicas búnker	470	2030
Candidatos⁶		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Motor búnker	-	-
Motor diésel	-	-
Motor GN a ciclo simple	-	-
Motor GN a ciclo combinado	-	-
Turbina a Gas	-	-
Eólica con batería	-	-
Eólica	-	-
Solar FV con batería	-	-
Solar FV	-	-
Geotermia	-	-
Hidroeléctrico embalse	-	-
Hidroeléctrica pasada	-	-
Batería	-	-

5.2.3. Escenario alternativo II de la oferta

Para el escenario alternativo II se plantea un escenario de sensibilidad caracterizado por una menor participación de la generación hidroeléctrica, pero con un aprovechamiento estratégico de la diversificación de la matriz energética mediante la incorporación del gas natural como nuevo recurso dentro del sistema. Este enfoque busca consolidar una transición energética ordenada y gradual, orientada a reducir la dependencia de los combustibles derivados del petróleo e integrar de manera complementaria fuentes renovables y sistemas térmicos. Con ello, se pretende fortalecer la estabilidad, confiabilidad y flexibilidad operativa

⁶ En el caso de los candidatos, la optimización del modelo determina la incorporación o expansión de capacidad según los requerimientos del sistema y el momento previsto de su entrada en operación.

de la red eléctrica nacional, avanzando hacia una matriz más equilibrada, eficiente y sostenible.

Para el desarrollo del presente escenario, se han considerado los siguientes supuestos:

1. Se exploran los requerimientos de energía y potencia asociado a escenario alternativo de la demanda.
2. La discretización temporal usada contiene 288 bloques de demanda, compuestos por 24 bloques horarios diarios (cada uno de una hora). Los usos eléctricos se estimaron sobre dicha discretización reconstruyendo curvas de carga por uso y sectoriales.
3. Se ha modelado un escenario considerando condiciones de hidraulicidad media, con el fin de representar un comportamiento promedio de los recursos hídricos a lo largo del horizonte de análisis.
4. Se modela la planta de regasificación y su utilización de acuerdo con la necesidad desarrollada por el escenario alternativo de demanda y su uso en la generación eléctrica.
5. Se ha modelado el sistema considerando un enfoque de optimización, con el propósito de evaluar la oferta energética bajo distintos supuestos de disponibilidad y costos.
6. Se ha modelado de forma independiente los sistemas privados (sistemas aislados) de generación eléctrica del país, modelando allí las necesidades de equipamiento de acuerdo con los requerimientos de la demanda tendencial.
7. Se modelaron las pérdidas eléctricas diferenciando entre pérdidas no técnicas y técnicas. Las primeras, estimadas en aproximadamente 16%, se asociaron directamente al consumo en la demanda. En cuanto a las pérdidas técnicas, se consideró una reducción progresiva, pasando de alrededor del 20% al 15% hacia el año 2030.
8. Se modelan los procesos de transformación de biomásas a biocombustibles y de biogás, para a partir de los mismos estimar los requerimientos de materia prima necesaria.
9. Se ha considerado la incorporación del proyecto Puca-Opalaca (microrred aislada hidroeléctrica) con una capacidad de 100 kW, así como los proyectos en las comunidades Yu-Raya y Bella Vista (sistemas fotovoltaicos independientes) con una capacidad total de 27.62 kW. Todos estos proyectos se prevé que entren en operación en 2026.

Tabla 4: Adiciones, retiros y candidatas al SIN para el escenario alternativo II

Adiciones consideradas		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Granja solar fotovoltaica Patuca	50	2026
Incorporación de baterías	75	2026

Planta hidroeléctrica	13.5	2030
Aumento de capacidad en planta térmica a GN	120	2029
Planta solar fotovoltaica	60	2027
Planta geotérmica	50	2040
Incorporación de baterías	75	2033
Retiros considerados		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Plantas térmicas búnker	210	2028
Bloque I de arrendamientos	53.04	2028
Bloque II de arrendamientos	162	2029
Planta térmica coque	110	2046
Plantas térmicas búnker	470	2030
Candidatos⁷		
Proyecto	Potencia Nominal MW	Entrada en Operación
Motor búnker	-	-
Motor diésel	-	-
Motor GN a ciclo simple	-	-
Motor GN a ciclo combinado	-	-
Turbina a Gas	-	-
Eólica con batería	-	-
Eólica	-	-
Solar FV con batería	-	-
Solar FV	-	-
Geotermia	-	-
Hidroeléctrico embalse	-	-
Hidroeléctrica pasada	-	-
Batería	-	-

⁷ En el caso de los candidatos, la optimización del modelo determina la incorporación o expansión de capacidad según los requerimientos del sistema y el momento previsto de su entrada en operación.

VI. RESULTADOS

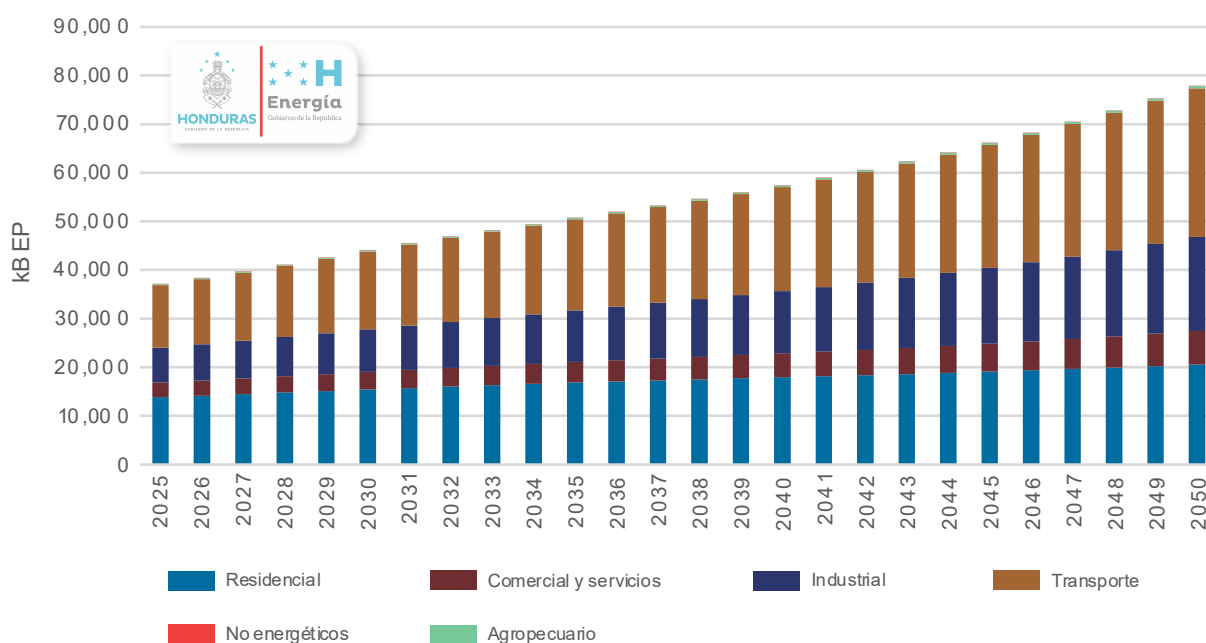
6.1. DEMANDA

6.1.1. Demanda total, escenario tendencial y alternativo

a) Demanda total escenario tendencial:

Para el escenario tendencial, la demanda energética total presenta un crecimiento sostenido a una tasa anual promedio del 3% a lo largo del horizonte de análisis 2025-2050, pasando de un consumo estimado de 37 MBEP en 2025 a cerca de los 78 MBEP en 2050. Este incremento está impulsado principalmente por los sectores transporte y residencial, que concentran la mayor participación en el consumo actual y proyectado, aunque con ritmos de expansión diferenciados: 1.6% anual en el sector residencial y 3.5% anual en el sector transporte. En tercer lugar, destaca el sector industrial con una dinámica de crecimiento más acelerada, cercana al 4% anual, lo que refleja su papel creciente dentro de la estructura de la demanda. En términos generales, la evolución de la demanda energética se encuentra estrechamente asociada al incremento del número de hogares, al comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB), al crecimiento del parque vehicular, así como a la expansión de los valores agregados de la actividad industrial, comercial y de los servicios.

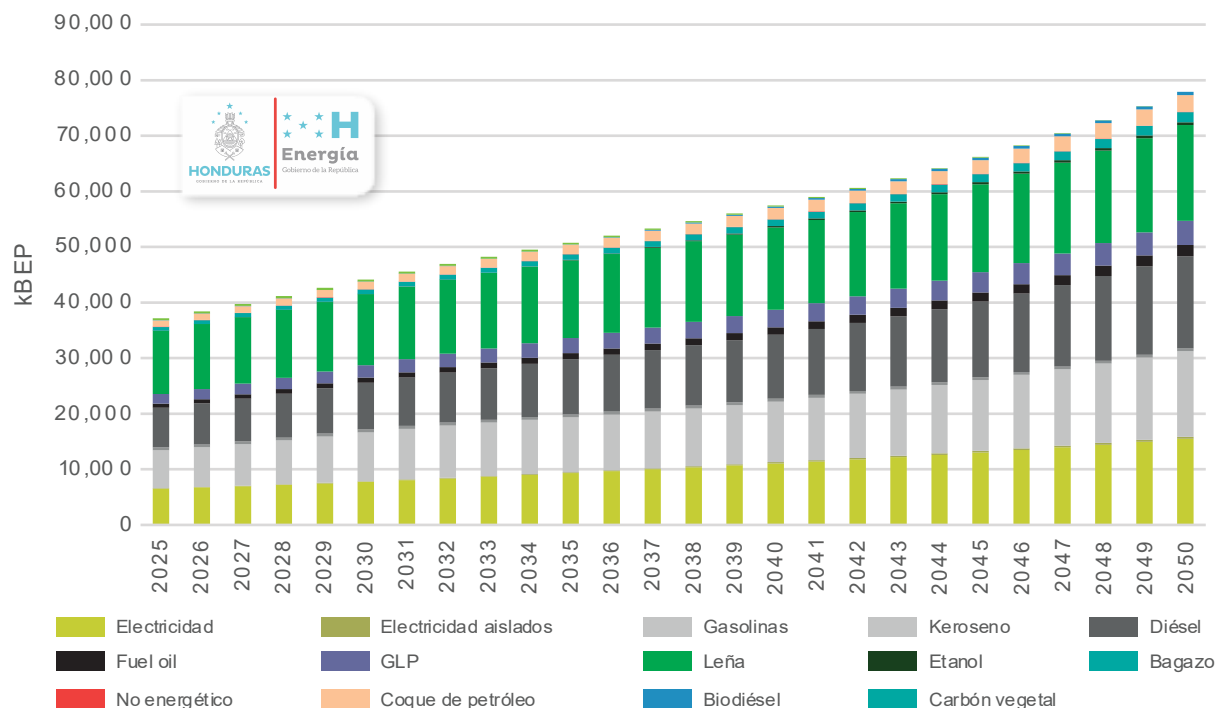
Figura 19: Demanda total escenario tendencial



Al considerar los energéticos utilizados para suplir la demanda en 2025, se estima que la leña representa el 31% de la demanda total, seguida por el diésel (19%), las gasolinas (18%), la electricidad (17%) y el GLP (5%), mientras el restante 10% está compuesta por energéticos como el bagazo, coque de petróleo, búnker, entre otros (Figura 20).

Con la aplicación de las medidas contempladas en el escenario tendencial, esta distribución experimenta una variación en su proporción hacia el año 2050, alcanzando un 22% de leña, 21% de diésel, 20% de gasolinas, 20% de electricidad y 6% GLP, incorporándose a la matriz una demanda del 2% asociada a los biocombustibles.

Figura 20: Demanda total según energético, escenario tendencial

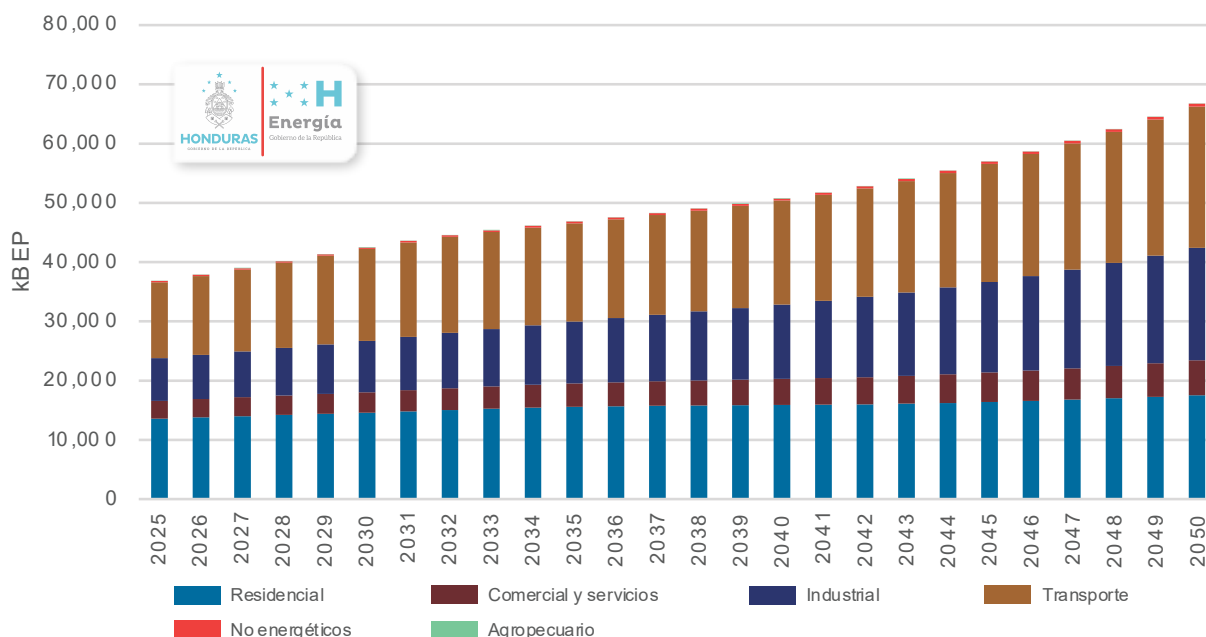


A pesar de dicha reducción, la leña conserva todavía una participación significativa, atribuida a su uso extendido en cocción en áreas rurales y periurbanas, donde prevalece por su amplia disponibilidad y bajo costo relativo. El diésel mantiene un peso relevante debido a su rol estratégico en el transporte de carga y en actividades productivas intensivas en el uso de maquinaria y equipos de combustión interna. Las gasolinas, por su parte, evidencian la dependencia del parque vehicular, especialmente el liviano que es fundamental para la movilidad urbana e interurbana, situación que se ve reforzada por el crecimiento poblacional y de las actividades productivas. En cuanto a la electricidad, su participación se encuentra en proceso de expansión, impulsada por la electrificación nacional, el avance de la urbanización y la creciente incorporación de electrodomésticos, sistemas de climatización y tecnologías digitales en los hogares y comercios. Asimismo, se registra la incorporación de biocombustibles, como etanol y biodiésel, los cuales alcanzan hacia el final del periodo de estudio una mezcla del 5% en gasolinas y en diésel, respectivamente, utilizados en el transporte. En conjunto, esta estructura de consumo energético refleja una transición aún moderada hacia 2050, caracterizada por la coexistencia de fuentes tradicionales, combustibles fósiles y electricidad, lo que pone en evidencia tanto los progresos alcanzados como los retos pendientes para avanzar hacia una matriz energética más diversificada y sostenible.

b) Demanda total escenario alternativo:

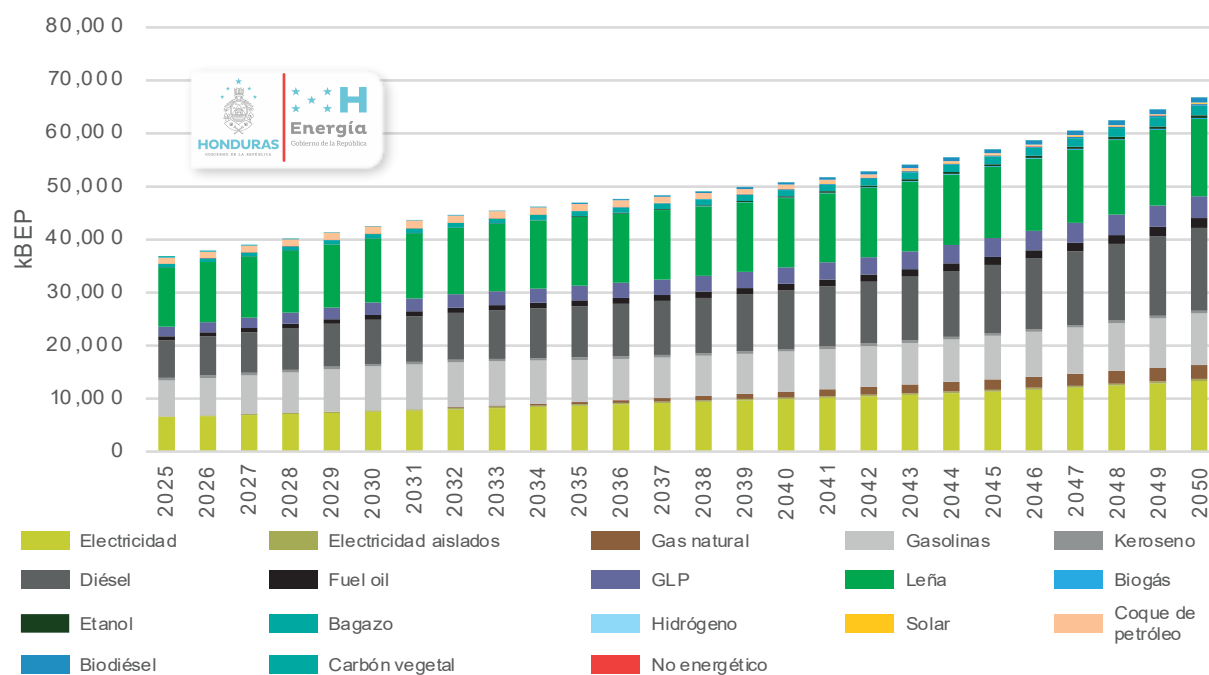
Al evaluar el escenario alternativo, caracterizado por la implementación de estrategias más ambiciosas y con un mayor impulso a la eficiencia y la diversificación energética, se proyecta que la demanda total alcance los 37 MBEP en 2025 y los 66 MBEP en 2050. Este comportamiento implica un crecimiento anual promedio del 2.4% a lo largo del horizonte de análisis, reflejando una moderación respecto al escenario tendencial. En este marco, los sectores de mayor demanda continúan siendo el transporte y el residencial, con tasas de crecimiento promedio anual de 2.5% y 1%, respectivamente, en el periodo 2025-2050. Sin embargo, hacia el final del horizonte, el sector industrial adquiere mayor protagonismo y se posiciona como el segundo mayor consumidor de energía, de modo que en 2050 la distribución sectorial proyectada corresponde a un 36% en transporte, 28% en industria y 26% en el sector residencial. Este cambio estructural responde, por un lado, a la desaceleración del consumo residencial, impulsada por mejoras en la eficiencia de los equipos, la progresiva electrificación y la incorporación de tecnologías más limpias y eficientes; y, por otro lado, al crecimiento sostenido del transporte, explicado por la expansión del parque vehicular y las crecientes necesidades logísticas de un mercado en desarrollo, aunque con una penetración gradual de medidas de sustitución tecnológica y uso de energías alternativas. En paralelo, la industria presenta una tasa de crecimiento promedio de 3.9% anual, reflejando la expansión de las actividades productivas, la modernización del aparato industrial y el incremento en la demanda de bienes manufacturados, consolidándose como un actor clave en la evolución de la matriz energética del país.

Figura 21: Demanda total, escenario alternativo



Por otro lado, al analizar la demanda total dentro del escenario alternativo, considerando los energéticos utilizados, se observa que en 2025 la distribución del consumo corresponde a un 30% de leña, 19% de diésel, 18% de gasolinas y 18% de electricidad. Bajo este mismo escenario, y asumiendo la implementación progresiva de las medidas planteadas, para el año 2050 la composición del consumo energético presenta una variación importante, con una participación de 22% de leña, 23% de diésel, 15% de gasolinas, 20% de electricidad y se experimenta la demanda de otros energéticos como el gas natural (4%) y los biocombustibles (2%).

Figura 22: Demanda total según energético, escenario alternativo



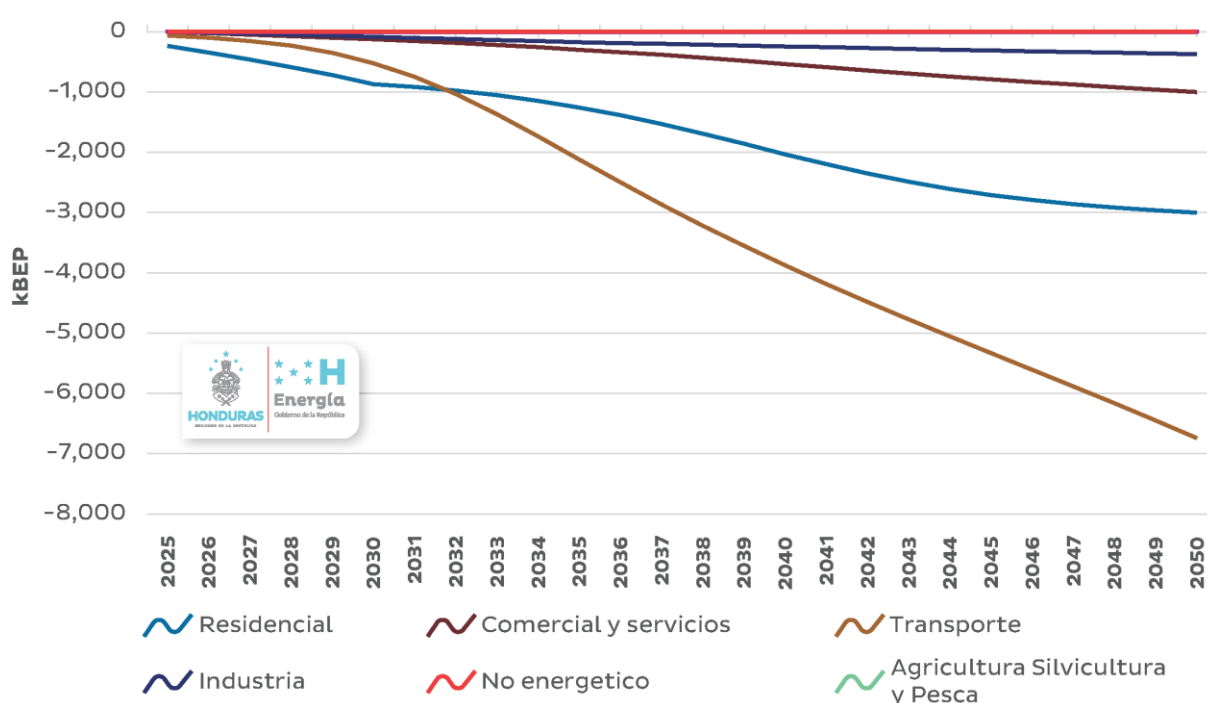
En conjunto, el escenario alternativo proyecta una trayectoria de crecimiento que responde a avances tecnológicos, a la sustitución de equipos y maquinaria por opciones más eficientes, y a la expansión de las actividades productivas, reflejando además progresos en la diversificación de la matriz energética y en la incorporación de fuentes más limpias como el gas natural, el biodiésel y el bioetanol. No obstante, aunque este escenario anticipa una matriz más diversificada y un crecimiento más eficiente que el tendencial, persisten desafíos importantes para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y consolidar una transición energética más profunda hacia 2050.

c) Demanda total, comparación de escenario tendencial y alternativo:

En la Figura 23 se presenta el ahorro acumulado de consumo energético por sector, derivado de la comparación entre el escenario alternativo y el escenario tendencial de la demanda. Los resultados reflejan el efecto combinado de las medidas de eficiencia, sustitución tecnológica y penetración de energías renovables consideradas en ambos

escenarios. Se observa que el mayor ahorro se concentra en el sector transporte, evidenciando el impacto de la introducción progresiva de vehículos eléctricos, la incorporación de biocombustibles, el cambio modal hacia medios de transporte más eficientes y la promoción de la movilidad no motorizada. El sector residencial también muestra una reducción significativa en el consumo energético, impulsada por la sustitución de estufas a leña por estufas mejoradas, eléctricas o a GLP, así como por la incorporación de equipos de refrigeración e iluminación más eficientes y el crecimiento de la generación distribuida. Los sectores comercial, industrial y agrícola presentan ahorros más moderados, aunque sostenidos, como resultado de la adopción de motores y equipos eficientes, mejoras en la gestión energética y el uso de energía solar térmica.

Figura 23: Ahorro de consumo energético sectorial entre el escenario alternativo y el tendencial

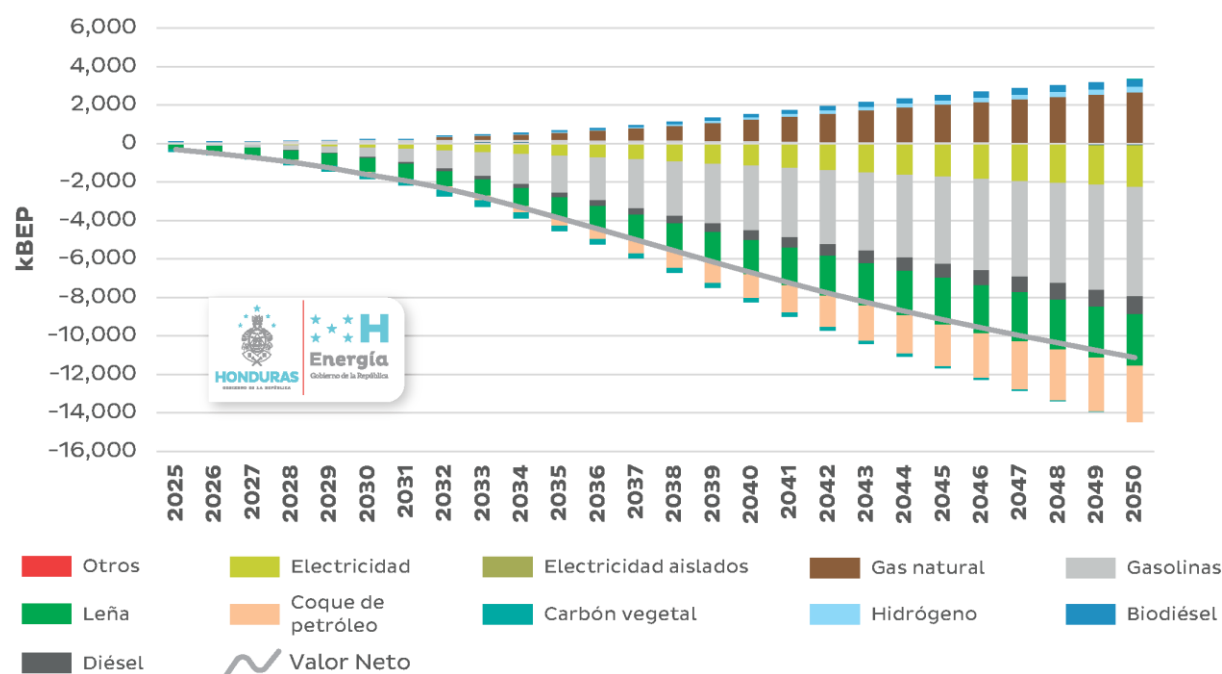


En conjunto, los resultados evidencian que el escenario alternativo logra una disminución sustancial en el consumo total de energía respecto al escenario tendencial, lo cual reafirma el potencial de las políticas de eficiencia energética y de sustitución tecnológica para reducir la intensidad energética nacional, optimizar el uso de los recursos y contribuir a los objetivos de sostenibilidad del país hacia 2050.

El ahorro anterior también se puede evaluar considerando el ahorro directo de los energéticos requeridos en la demanda. La Figura muestra el ahorro de consumo energético desagregado por tipo de energético, reflejando los cambios estructurales en la matriz de consumo derivados de la aplicación de las medidas del escenario alternativo. A lo largo del período 2025–2050, se observa una reducción sostenida en el uso de combustibles fósiles

líquidos, particularmente en gasolina y diésel, como resultado de la introducción de vehículos eléctricos e híbridos, el uso de biocombustibles y la adopción de prácticas de movilidad más eficiente. De igual forma, se evidencia una disminución relevante en el consumo de leña, asociada a la sustitución por estufas mejoradas y el mayor acceso a fuentes modernas como el GLP y la electricidad. En el ámbito industrial, el descenso en el uso de coque de petróleo refleja la transición hacia opciones de menor intensidad en carbono, como el gas natural, el biogás y el hidrógeno. En contraste, el consumo eléctrico tiende al alza, impulsado por la electrificación de la demanda y la expansión de la generación distribuida, aunque este crecimiento se mantiene controlado gracias a las mejoras en eficiencia y al uso de equipos de alto rendimiento. En conjunto, la evolución observada confirma un desplazamiento progresivo hacia energéticos más limpios y eficientes, consolidando los beneficios energéticos y ambientales del escenario alternativo frente al tendencial.

Figura 24: Ahorro de consumo según energético, comparación entre el escenario alternativo y el tendencial



6.1.2. Demanda sector residencial, comparación escenario alternativo vs. tendencial

La Figura 25 muestra el comportamiento de la demanda del sector residencial tanto para el escenario tendencial como para el escenario alternativo. En el escenario tendencial se observa un crecimiento sostenido de la demanda energética residencial con una tasa del 1.6%, impulsado principalmente por el consumo de leña, que continúa representando la mayor proporción dentro de la matriz de consumo, seguida por la electricidad y el gas licuado de petróleo (GLP). Este incremento refleja la continuidad de patrones tradicionales de consumo y un crecimiento demográfico constante. En contraste, el escenario alternativo presenta una evolución más moderada del consumo total con una tasa de crecimiento anual

promedio del 1%, asociada a la implementación de medidas de eficiencia energética y a una mayor sustitución de fuentes tradicionales como la leña y el keroseno por electricidad y GLP, reflejando una transición gradual hacia un uso más moderno y eficiente de la energía en los hogares.

Figura 25: Comportamiento de la demanda final del sector residencial

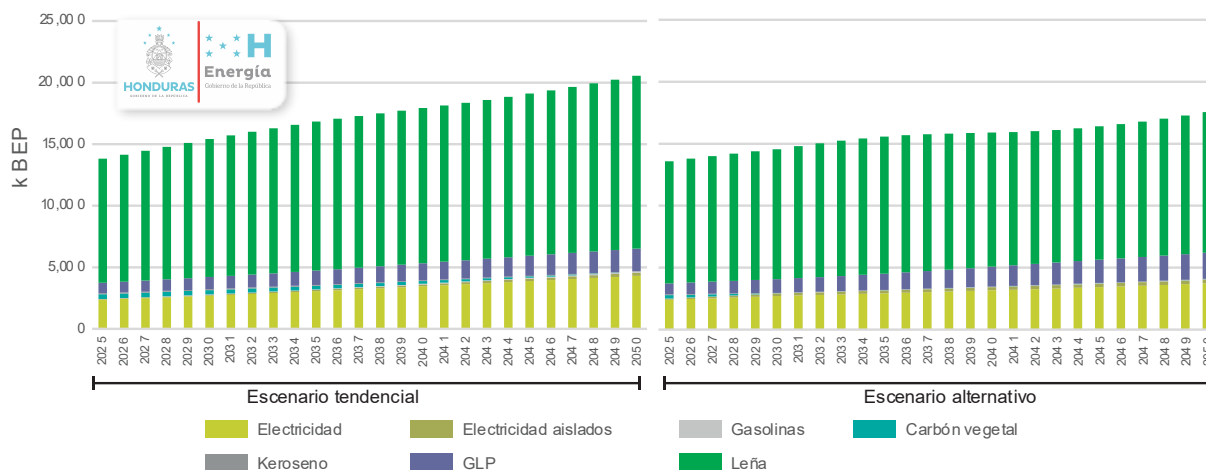
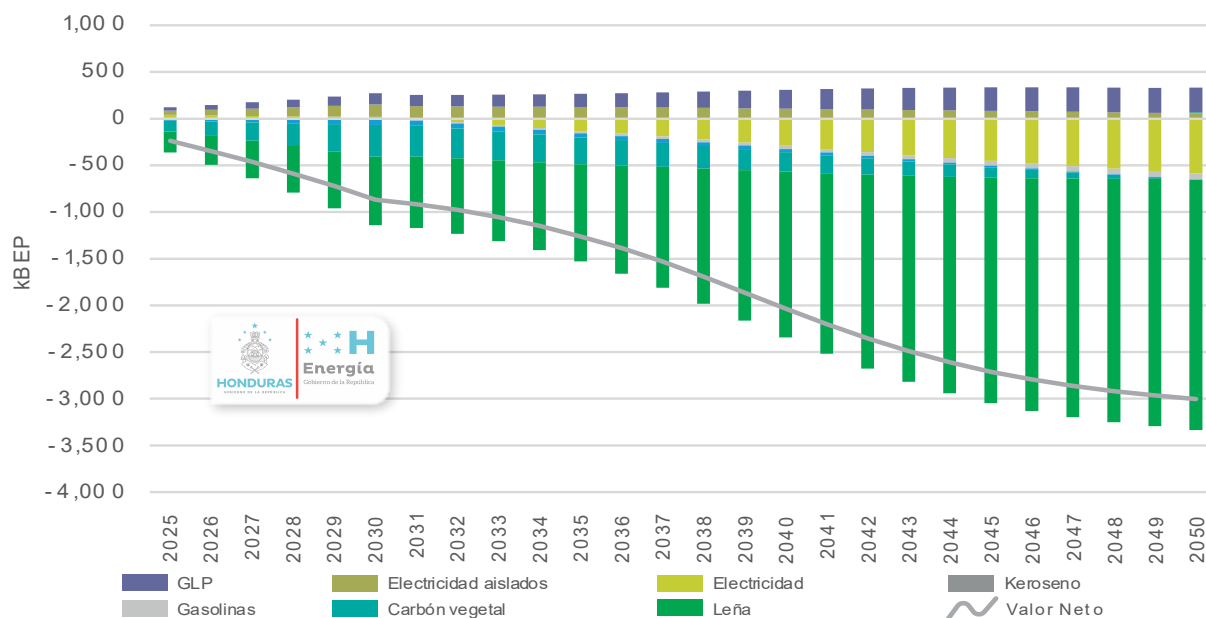


Figura 26: Ahorro en el consumo del sector residencial comparación entre escenario alternativo vs. tendencial

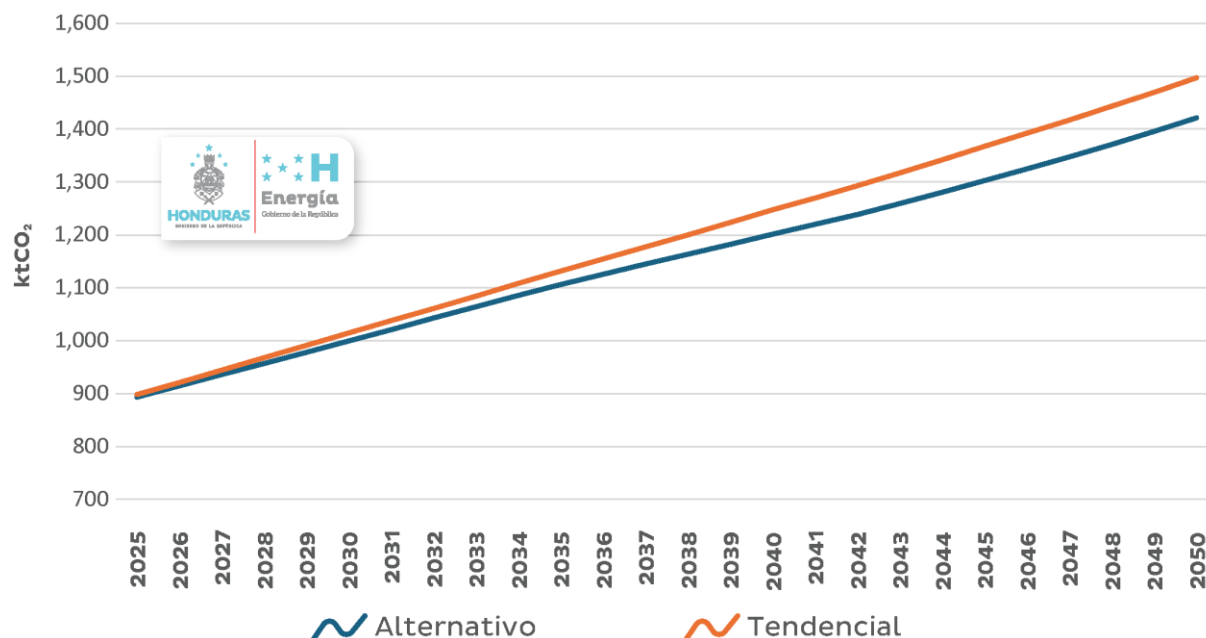


La comparación entre ambos escenarios de la Figura 26, muestra un ahorro acumulado significativo en el escenario alternativo, particularmente a partir de 2030, donde las medidas adoptadas comienzan a generar impactos notorios. El mayor ahorro se concentra en la reducción del consumo de leña, seguido de la disminución del uso de electricidad y otros combustibles tradicionales. Esto evidencia que la introducción de tecnologías más eficientes y la adopción de prácticas sostenibles en el sector residencial contribuyen a una menor

demanda total de energía, lo que se traduce en beneficios tanto económicos como ambientales en el largo plazo.

Si se evalúan internamente dos parámetros relevantes del sector residencial —el desempeño ambiental y la intensidad energética—, en la Figura 29 se observa que las emisiones en el escenario tendencial crecen a una tasa promedio del 2% anual, mientras que en el escenario alternativo lo hacen a una tasa ligeramente menor, del 1.8%. Al comparar los resultados de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) entre ambos escenarios, se evidencia una reducción moderada pero sostenida a lo largo del horizonte de análisis. En el año 2025, la disminución alcanza aproximadamente 5 ktCO₂, mientras que para 2050 se proyecta una reducción total cercana a 76 ktCO₂, reflejando el efecto positivo que tiene un impacto de las medidas implementadas. Este comportamiento responde principalmente a la sustitución gradual del uso de leña por fuentes más limpias, como el GLP y la electricidad, y a la incorporación de tecnologías más eficientes en calentamiento de agua o iluminación. De manera complementaria, la mayor penetración de sistemas solares fotovoltaicos y el uso de estufas mejoradas contribuyen a reducir la dependencia de combustibles tradicionales. Aunque el impacto inicial es limitado debido a la lenta renovación tecnológica y a la persistencia de hábitos de consumo tradicionales, hacia el final del periodo se evidencia una mejora significativa impulsando una disminución progresiva de la huella de carbono del sector residencial.

Figura 27: Emisiones de CO₂ en el sector residencial

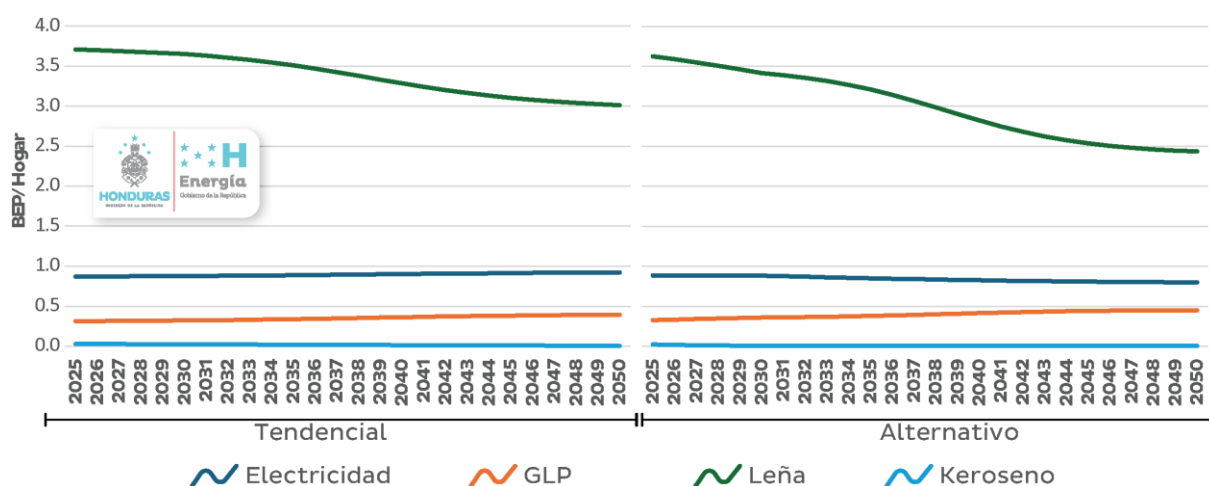


La Figura 28 muestra que para el escenario tendencial, la intensidad energética del sector residencial experimenta una reducción en la demanda de leña por hogar a una tasa promedio de 0.8% anual durante el periodo 2025-2050, mientras que el consumo de electricidad y GLP registra incrementos moderados de 0.2% y 0.9% anual, respectivamente.

Este comportamiento responde a la combinación de medidas orientadas a la sustitución progresiva de la leña como principal fuente de energía para la cocción, promoviendo su reemplazo por electricidad y gas licuado de petróleo, así como al fortalecimiento del acceso y la electrificación de los hogares, que favorece una transición gradual hacia un consumo energético más eficiente y limpio.

En el escenario alternativo, donde las medidas consideradas son más progresivas y orientadas a la eficiencia energética en comparación con el escenario tendencial, se observa un comportamiento diferenciado en el consumo energético de los hogares. El consumo de leña por hogar presenta una reducción promedio anual del 1.6%, lo cual refleja la implementación de medidas que fomentan el uso de tecnologías de cocción más eficientes. De manera similar, el consumo de electricidad por hogar también disminuye, aunque de forma más moderada, con una tasa anual promedio del 0.4%, lo que indica mejoras en eficiencia energética y un uso más racional de los aparatos eléctricos. Por otro lado, el consumo de GLP muestra un incremento anual promedio del 1.2%, lo cual puede explicarse por la sustitución parcial de la leña, producto de su mayor conveniencia, disponibilidad y aceptación en los hogares que adoptan tecnologías de cocción más modernas. Este patrón refleja un cambio en la matriz de consumo energético doméstico, orientándose hacia fuentes más limpias y eficientes, aunque con un aumento en la dependencia del GLP como combustible complementario (Figura 28).

Figura 28: Evolución intensidad energética residencial por fuente



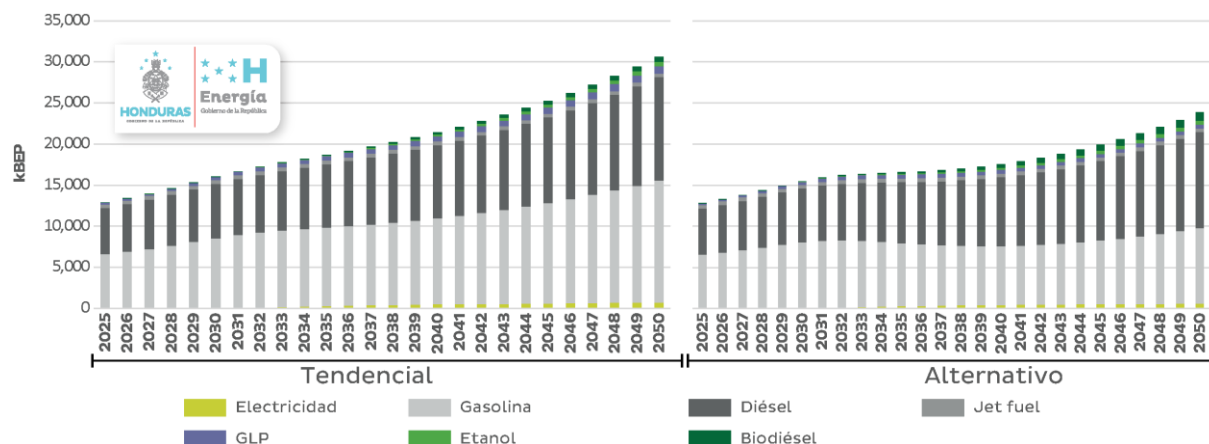
6.1.3. Demanda sector transporte, comparación escenario alternativo vs. tendencial

En el escenario tendencial, la demanda energética del sector transporte muestra un crecimiento sostenido a lo largo del período analizado, con una tasa de crecimiento anual promedio del 3.5%, pasando de los 12,000 kBEP en 2025 a más de 30,000 kBEP en 2050 (Figura 29). Este incremento está principalmente asociado al aumento en la penetración del

automóvil particular asociado al crecimiento del parque vehicular, que continúa dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles, particularmente gasolina y diésel. Aunque se incorporan medidas de eficiencia y una ligera penetración de biocombustibles y vehículos eléctricos (15% del parque vehicular), estas acciones no son suficientes para contrarrestar el efecto del aumento en la movilidad y la demanda de transporte motorizado.

En contraste, la Figura 29 muestra que el escenario alternativo refleja un comportamiento más moderado del crecimiento de la demanda, alcanzando cerca de 24,000 kBEP en 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de aproximadamente el 2.5%. Este resultado obedece a la implementación de medidas más agresivas de eficiencia y diversificación energética, como la introducción de vehículos híbridos y eléctricos, el fomento de la movilidad no motorizada, y la sustitución de parte del transporte particular por autobuses. Además, la incorporación de mezclas mayores de biocombustibles (10%) y la mejora tecnológica en la eficiencia de los vehículos eléctricos (reducción del 10% en la intensidad energética) contribuyen a reducir de manera significativa el consumo total de energía en el sector.

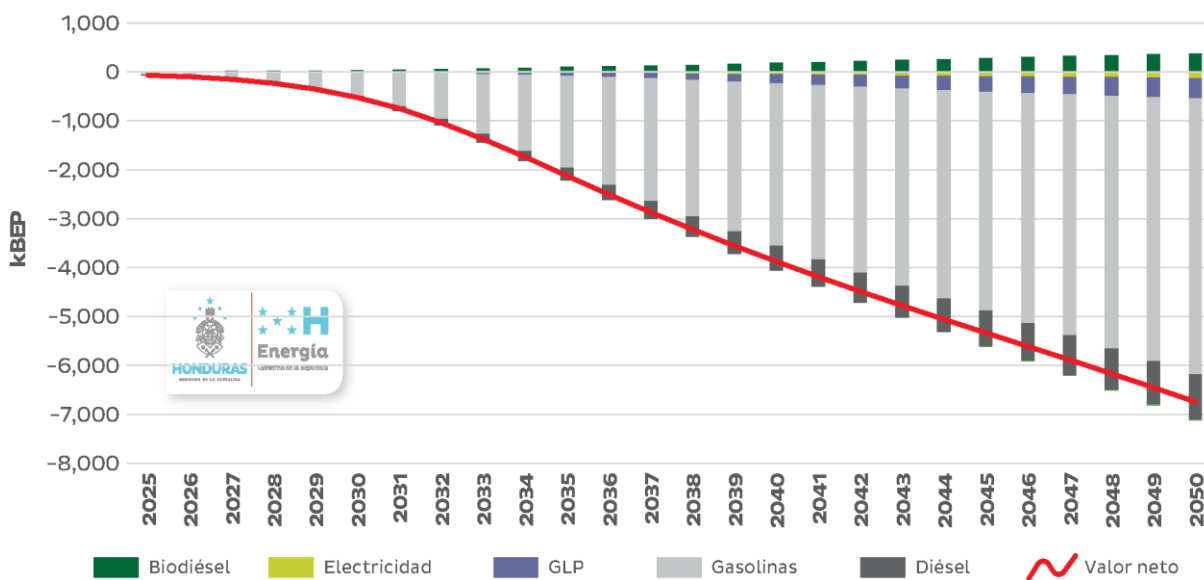
Figura 29: Comportamiento de la demanda final del sector transporte



Al comparar ambos escenarios (Figura 30), se evidencia una reducción en la demanda energética del sector transporte bajo el escenario alternativo respecto al tendencial, particularmente a partir de 2030, cuando se intensifica la penetración de tecnologías limpias y eficientes. El ahorro acumulado de energía muestra una tendencia creciente, alcanzando valores cercanos a los 7,000 kBEP hacia el final del período, impulsado principalmente por la disminución en el consumo de gasolina y diésel. El incremento del uso de electricidad y biocombustibles compensa parcialmente la reducción de fósiles, reflejando una transición progresiva hacia una matriz energética más diversificada. En conjunto, el escenario alternativo no solo implica un menor consumo energético total, sino también una contribución directa a la mitigación de emisiones y a la mejora de la eficiencia del sistema de transporte nacional, alineándose con las metas de movilidad sostenible y descarbonización.

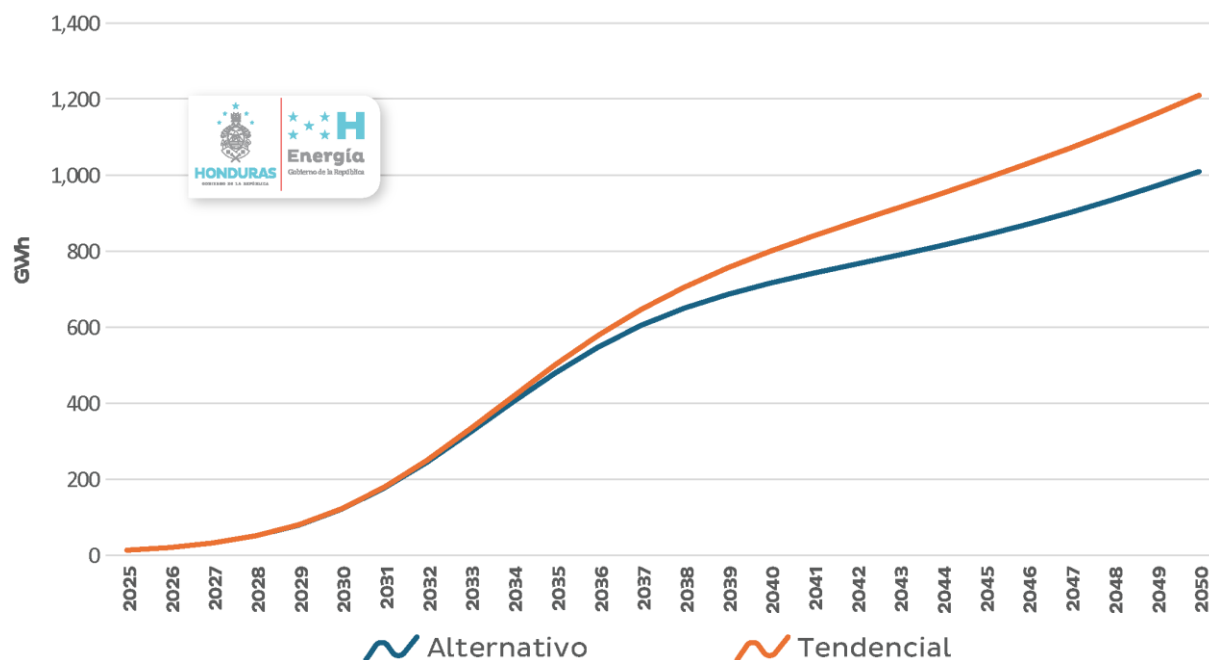
establecidas en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y la Hoja de Ruta Energética 2050.

Figura 30: Ahorro en el consumo del sector transporte comparación entre escenario alternativo vs. tendencial



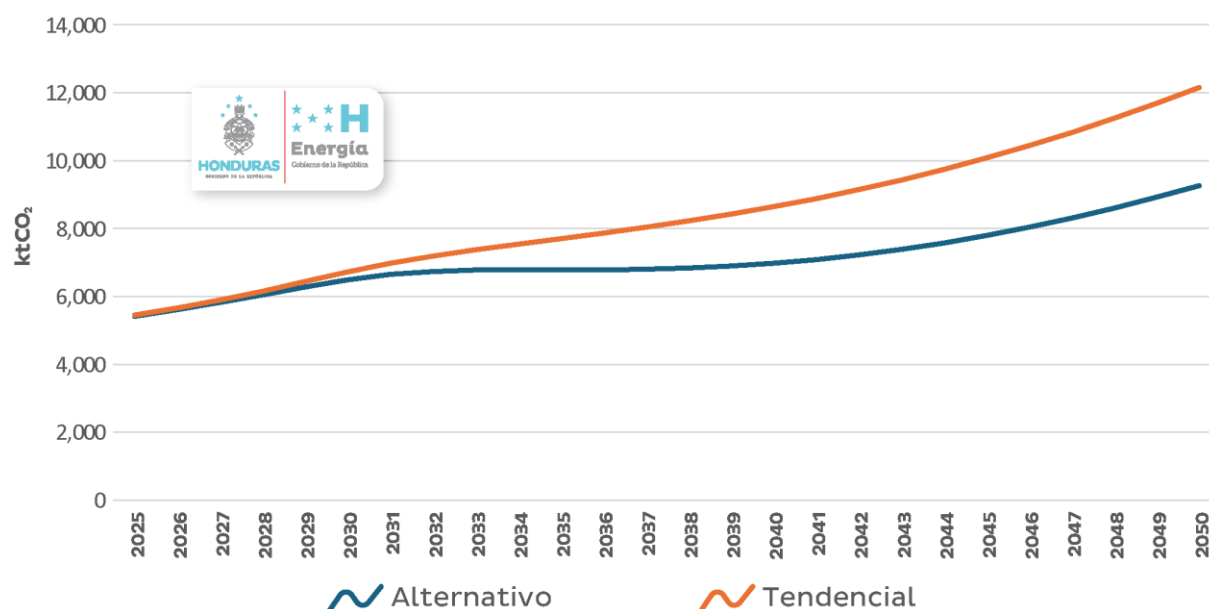
La penetración de vehículos eléctricos conlleva un incremento en la demanda de electricidad destinada al transporte, dado que parte del consumo de combustibles fósiles se sustituye por energía eléctrica. Considerando esta medida, se estima que la demanda final asociada a este energético alcanzará alrededor de 1,200 GWh en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo se proyecta un valor cercano a 1,000 GWh, resultado de las mejoras en la eficiencia tecnológica y en los sistemas de gestión energética de los vehículos eléctricos (Figura 31). Estas evaluaciones se basan en un parque vehicular conservador, considerando mejoras en el sistema de transporte nacional, estimado en unos 9 millones de vehículos para 2050. Bajo este supuesto, aproximadamente el 15 % del total correspondería a vehículos eléctricos, es decir, poco más de 1.3 millones de unidades. Esta participación contribuiría de manera significativa a la reducción del consumo de gasolina, principalmente en el transporte terrestre liviano, generando un efecto positivo tanto en la eficiencia energética global del sector como en la disminución de las emisiones derivadas del uso de combustibles fósiles.

Figura 31: Demanda de electricidad sector transporte



Las medidas implementadas en el sector transporte tienen un impacto directo en la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero. En el escenario tendencial, se observa un crecimiento sostenido de las emisiones, con una tasa anual promedio del 3.3 %. En contraste, el escenario alternativo presenta un crecimiento más moderado, con una tasa promedio cercana al 2 % anual, resultado de la incorporación vehículos eléctricos e híbridos, la mayor eficiencia en los motores de combustión, el uso de biocombustibles y el cambio modal hacia opciones de transporte más sostenibles (Figura 32).

Figura 32: Emisiones de CO₂ en el sector transporte

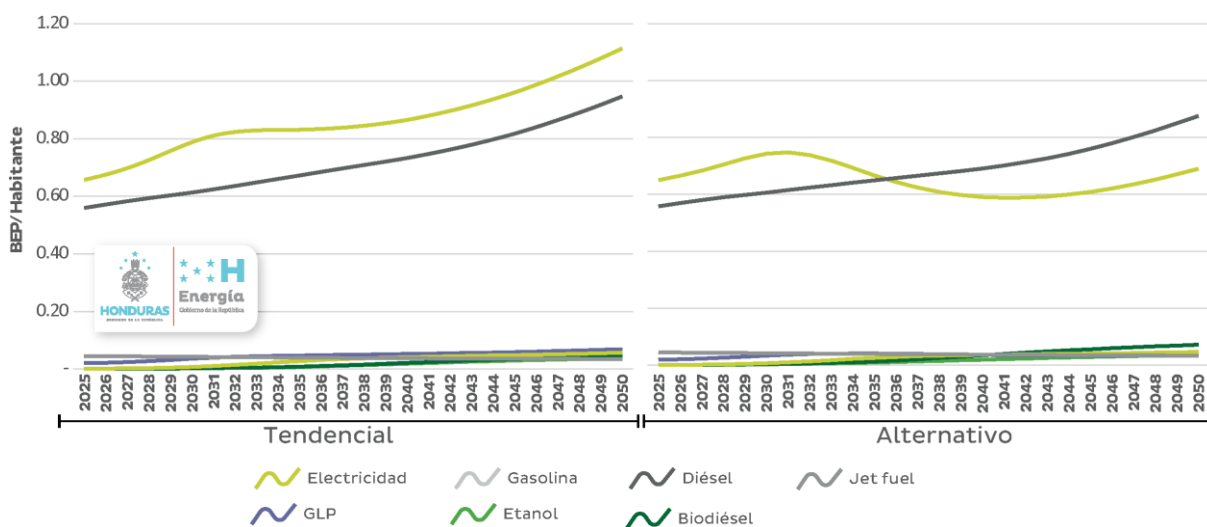


Estas medidas permiten contener el aumento de las emisiones y generar una diferencia acumulada estimada en alrededor de 3,000 ktCO₂ evitadas hacia 2050, lo que refleja el efecto positivo de las políticas de eficiencia energética y descarbonización en este sector de consumo adoptadas en el escenario alternativo. En conjunto, los resultados evidencian que una transición planificada logra la diversificación de la matriz de consumo en el sector hacia tecnologías limpias y combustibles alternativos que pueden contribuir significativamente a la reducción de la huella de carbono del sector transporte.

En el escenario tendencial, la intensidad energética del sector transporte muestra un crecimiento sostenido a lo largo del período de análisis (2025–2050). Este comportamiento refleja la significativa continuidad de las tendencias actuales de consumo, donde el parque vehicular mantiene una alta dependencia de los combustibles fósiles, principalmente gasolina y diésel los cuales llegan a un consumo de 1.1 BEP/habitante y 0.95 BEP/Habitante al 2050 respectivamente. En este escenario, las fuentes alternativas como la electricidad, el biodiésel y el etanol tienen presentes leves aumentos lo que se registra en un consumo total de 0.13 BEP/Habitante considerando su progresiva implementación en el sector transporte (Figura 33).

Por otro lado, la Figura 33 del escenario alternativo muestra cambios más favorables en la estructura de consumo energético, resultado de la aplicación de medidas orientadas a la electrificación parcial del transporte, la introducción gradual de biocombustibles y la renovación del parque vehicular hacia unidades más eficientes. Estas medidas permiten moderar el crecimiento de la intensidad energética, manteniéndose relativamente estable e incluso con una ligera reducción en la primera mitad del período. Para el 2050, en el caso de la gasolina se refleja un consumo de 0.69 BEP/Habitante, para el diésel 0.88 BEP/Habitante y de 0.17 BEP/habitante en el conjunto de biocombustibles y electricidad.

Figura 33: Evolución intensidad energética transporte por fuente

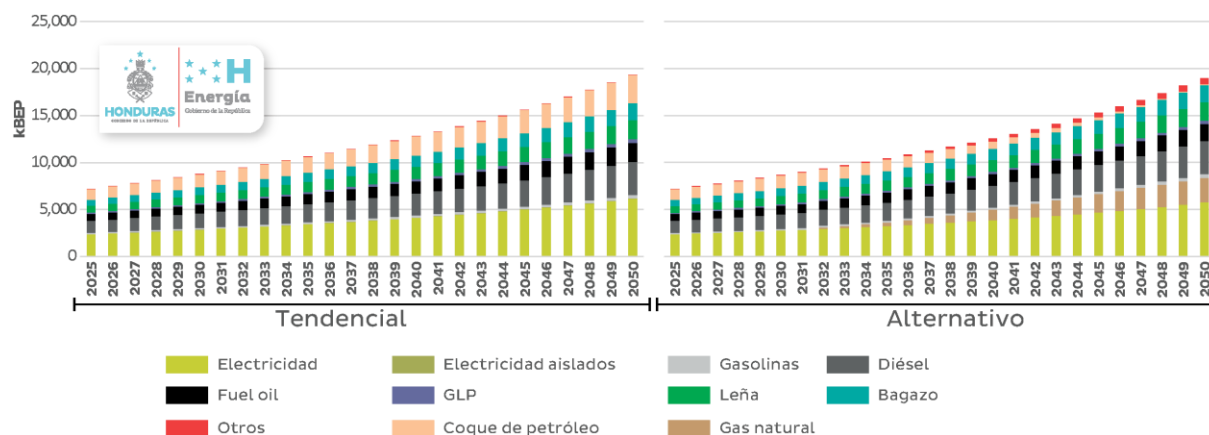


6.1.4. Demanda sector industrial, comparación escenario alternativo vs. tendencial

En el escenario tendencial, la demanda energética del sector industrial mantiene una trayectoria ascendente durante el horizonte de análisis con una tasa de crecimiento anual promedio del 4.1%, impulsado principalmente por el incremento general de la actividad económica y el uso intensivo de fuentes como la electricidad, el diésel, el fuel oil (búnker) y el coque de petróleo. Aunque se incluyen medidas moderadas de eficiencia —como la mejora en motores eléctricos, prácticas de gestión energética e incorporación de generación distribuida solar—, estas resultan insuficientes para contrarrestar el aumento de la demanda asociado al crecimiento del sector.

En contraste, el escenario alternativo refleja una evolución más racional y diversificada del consumo energético. En este caso, se integran medidas un poco más ambiciosas como la sustitución de combustibles fósiles por fuentes más limpias (biogás, gas natural e hidrógeno), el aprovechamiento de energía solar térmica y una mayor penetración de tecnologías de alta eficiencia, por ejemplo, en la Figura 34 el grupo “otros” —que incluye solar, hidrógeno y biogás— crece a una tasa anual promedio del 4% en el tendencial, mientras que en el alternativo alcanza un 13% que aportan a la disminución en el uso de energéticos como el coque de petróleo, búnker y electricidad. Por lo cual, todas estas medidas permiten una desaceleración en el crecimiento del consumo total (con una tasa de crecimiento anual promedio del 3.9%) y una transición gradual hacia una matriz industrial menos dependiente de los derivados del petróleo.

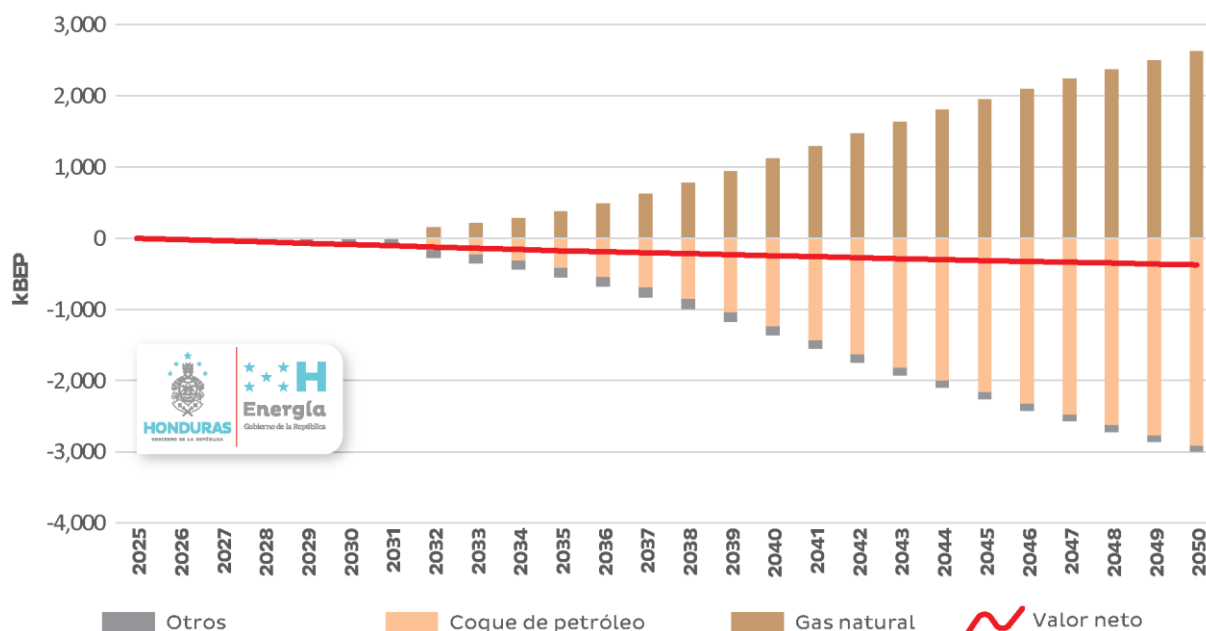
Figura 34: Comportamiento de la demanda final del sector industrial



La comparación entre ambos escenarios evidencia un ahorro energético leve en el sector industrial a medida que se implementan las medidas del escenario alternativo. Tal como se observa en la Figura 35, a partir de 2030 comienza a manifestarse una brecha entre los niveles de consumo, principalmente por la sustitución del coque de petróleo —uno de los energéticos más intensivos y contaminantes— por gas natural e hidrógeno, junto con la incorporación del biogás y la energía solar térmica en procesos térmicos. Estas

transformaciones se traducen en reducciones sostenidas de las emisiones de gases de efecto invernadero, así como la intensidad energética.

Figura 35: Ahorro en el consumo del sector industrial comparación entre escenario alternativo vs. tendencial



Al analizar la evolución de las emisiones del sector industrial en el escenario tendencial, se observa un incremento sostenido con una tasa media anual cercana al 4%, alcanzando alrededor de 4,500 ktCO₂ hacia el año 2050. En contraste, bajo el escenario alternativo, la aplicación de medidas de eficiencia energética y la sustitución progresiva de combustibles fósiles por fuentes más limpias permiten reducir el ritmo de crecimiento de las emisiones a un promedio anual del 3%, con un nivel estimado de 3,500 ktCO₂ al final del periodo de análisis. Este resultado evidencia el impacto positivo de las estrategias orientadas a la transición energética y la descarbonización del sector industrial (Figura 36).

La intensidad energética del sector industrial, medida por unidad de valor agregado, presenta una tendencia decreciente a lo largo del periodo de análisis. En el escenario tendencial, esta disminuye a una tasa promedio anual del 0.4%, mientras que en el escenario alternativo la reducción alcanza aproximadamente el 1.2% anual. Esta evolución refleja una mejora gradual en la eficiencia energética del sector, impulsada por la implementación de diversas medidas del lado de la demanda, tales como la modernización de equipos y procesos, la adopción de motores más eficientes y la incorporación de otras fuentes de energía en las operaciones industriales (

Figura 37).

Figura 36: Emisiones de CO₂ en el sector industrial

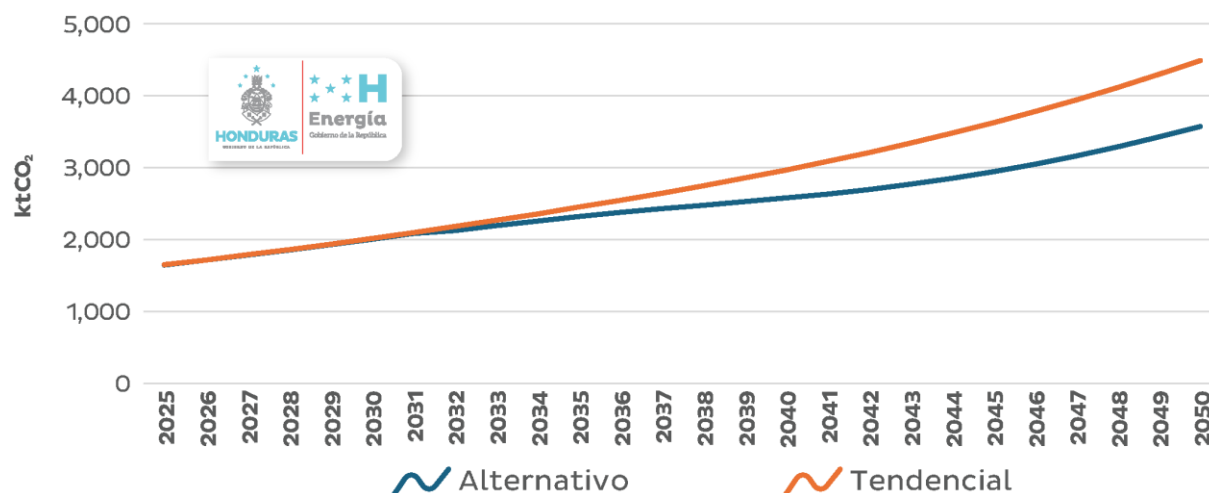
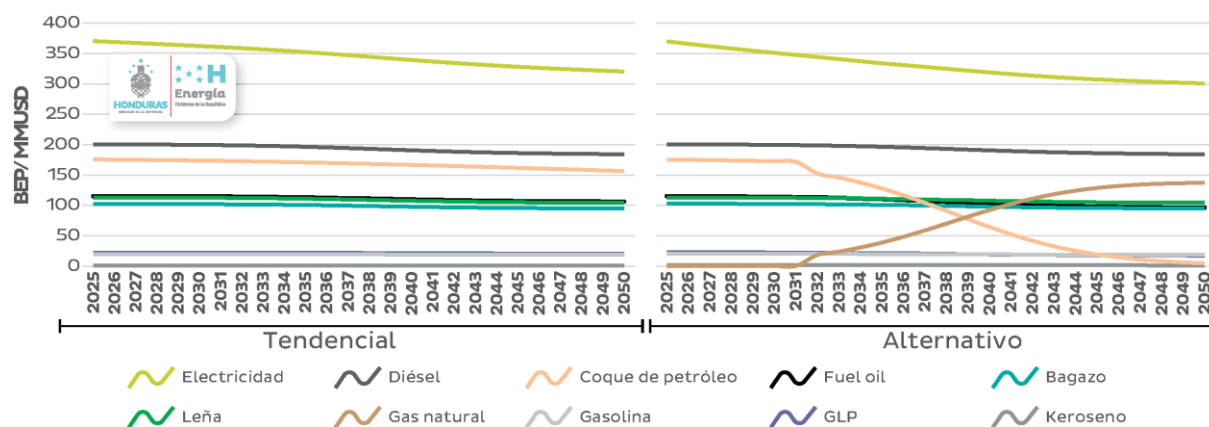


Figura 37: Evolución intensidad energética industrial por fuente



6.1.5. Demanda sector comercial y servicios, comparación escenario alternativo vs. tendencial

La Figura 38 presenta la evolución de la demanda energética del sector comercial y de servicios bajo los escenarios tendencial y alternativo. En ambos casos se observa un crecimiento sostenido a lo largo del periodo de análisis, aunque con distintas trayectorias. En el escenario tendencial, la demanda muestra una tasa media anual de crecimiento del 3.4%, alcanzando aproximadamente 7,000 kBEP en 2050. Este comportamiento refleja la expansión natural del sector y el incremento en el uso de equipos eléctricos, particularmente los sistemas de climatización, cuya intensidad energética aumenta como consecuencia del cambio climático y la mayor necesidad de enfriamiento.

En contraste, el escenario alternativo presenta un crecimiento más moderado, con una tasa anual promedio de 2.7% y una demanda proyectada cercana a 6,000 kBEP en 2050. Esta reducción relativa responde a la implementación de medidas más ambiciosas de eficiencia energética, entre ellas mayores niveles de ahorro en iluminación y motores, la incorporación de sistemas de energía solar térmica y la ampliación de la generación distribuida conectada al SIN, acciones que contribuyen a disminuir el consumo eléctrico convencional y optimizar el aprovechamiento de fuentes renovables dentro del sector.

Figura 38: Comportamiento de la demanda final del sector comercial y servicios

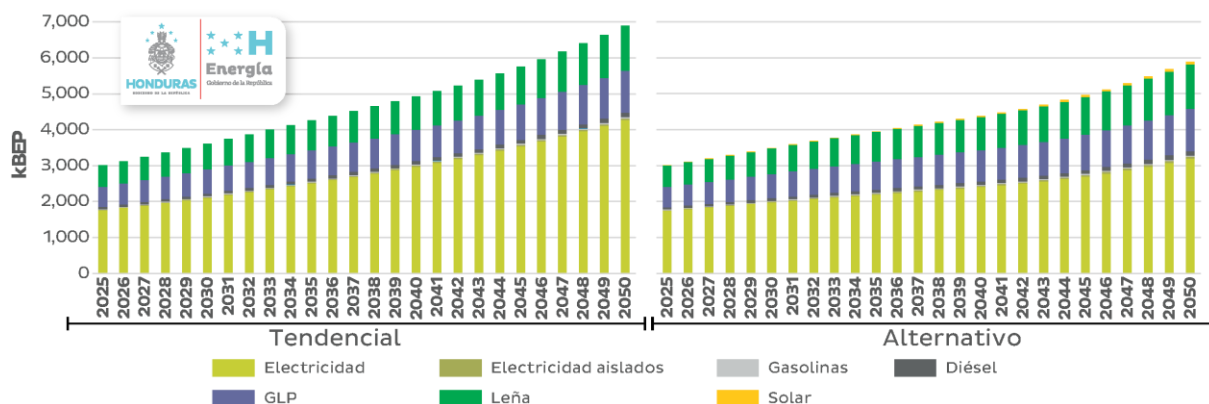
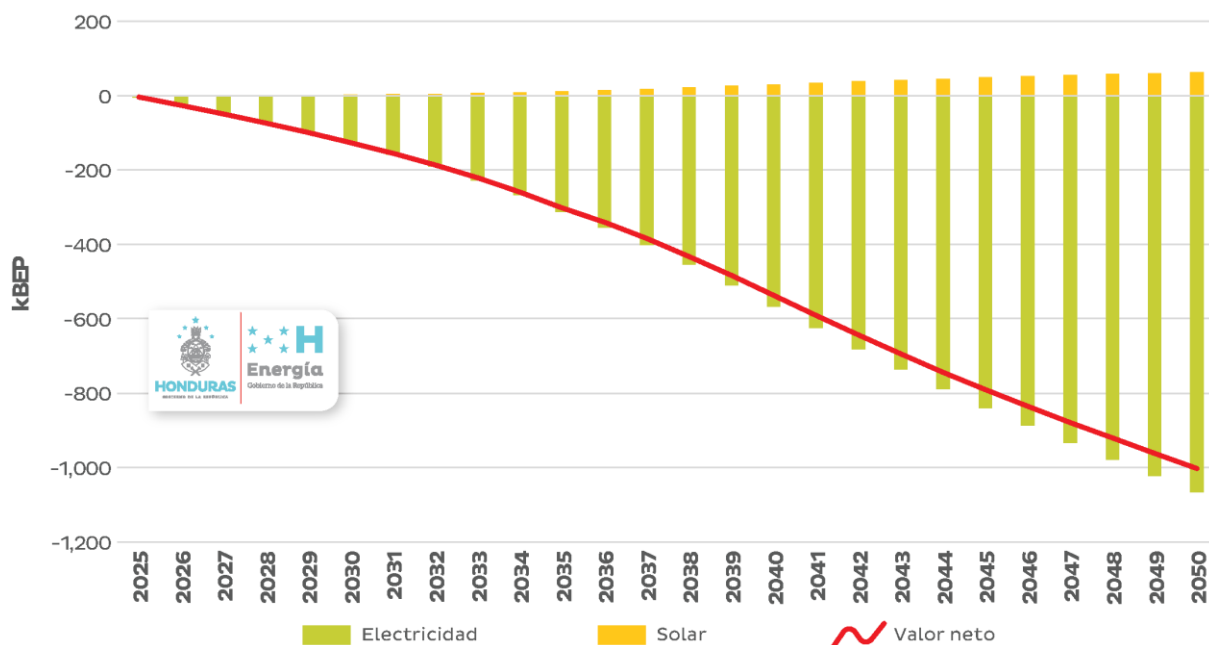


Figura 39: Ahorro en el consumo del sector CyS comparación entre escenario alternativo vs. tendencial



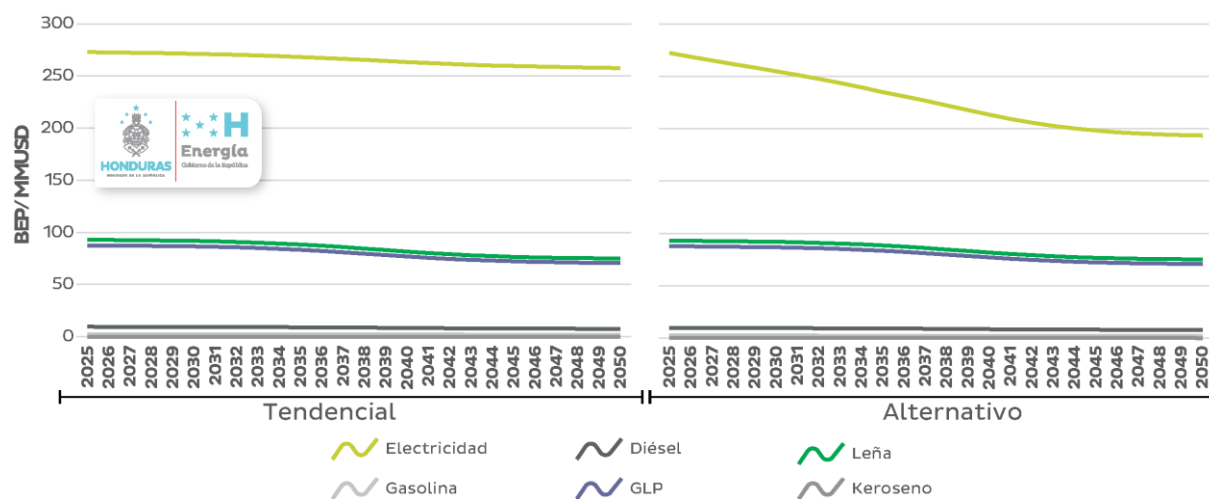
Al comparar ambos escenarios, se observa un ahorro energético progresivo en el sector comercial y de servicios, reflejado en la Figura 39. Este ahorro, que supera ligeramente los 1,000 kBEP acumulados al año 2050, proviene principalmente de la reducción en el consumo de electricidad, resultado de la implementación de tecnologías más eficientes y la sustitución

parcial de la energía eléctrica por fuentes renovables como la solar térmica y fotovoltaica. Asimismo, la mejora en la eficiencia de equipos y la modernización de sistemas de climatización contribuyen a reducir la demanda neta de energía. En términos globales, el escenario alternativo no solo permite un uso más racional de los recursos energéticos, sino que también fortalece la sostenibilidad del sector, al disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar un modelo de consumo más limpio y eficiente.

En el sector comercial y de servicios, las emisiones se mantienen relativamente bajas tanto en el escenario tendencial como en el alternativo, en comparación con otros sectores de consumo. Para el año 2050, se estima que las emisiones podrían situarse alrededor de 560 ktCO₂ en ambos escenarios debido principalmente a su menor intensidad energética y a la limitada dependencia de combustibles fósiles directos.

La intensidad energética del sector comercial y de servicios por unidad de valor agregado muestra una tendencia decreciente a lo largo del período de análisis. En el escenario tendencial, se reduce a una tasa promedio anual del 0.5%, mientras que en el escenario alternativo la disminución alcanza un 1.1% anual. Esta reducción refleja una mejora progresiva en la eficiencia del sector, evidenciando que se requiere menor cantidad de energía por cada unidad de valor agregado generada, como resultado de la aplicación de medidas orientadas a optimizar los procesos y promover el uso racional de la energía (Figura 40).

Figura 40: Evolución intensidad energética comercial y servicios por fuente



6.1.6. Demanda sector agricultura, silvicultura y pesca, comparación escenario alternativo vs. tendencial

El sector de agricultura, silvicultura y pesca presenta un comportamiento similar en ambos escenarios, con tasas de crecimiento cercanas al 3% anual. La demanda energética pasa de 213 kBEP en 2025 a aproximadamente 470 kBEP en 2050, reflejando una expansión de las actividades productivas del sector. A lo largo del período de análisis (2025–2050), el

consumo energético está dominado por el uso de diésel y gasolinas, que en conjunto representan alrededor del 95% de la demanda total, evidenciando la dependencia de los combustibles fósiles para las labores agrícolas, el transporte de insumos y la operación de maquinaria.

La incorporación de medidas orientadas a la eficiencia —entre ellas la reducción del 20% en el consumo energético derivada de la adopción de buenas prácticas en la gestión de la energía, la modernización de equipos y maquinarias, y la introducción gradual de tecnologías más limpias— ha contribuido a mejorar el desempeño energético del sector. Como resultado, la intensidad energética por unidad de valor agregado se reduce de 47 BEP/MMUSD en 2025 a 38 BEP/MMUSD en 2050, lo que evidencia un uso más racional de la energía en relación con la producción económica. En términos de emisiones, se proyecta un incremento promedio anual cercano al 3%, pasando de 91 ktCO₂ en 2025 a alrededor de 200 ktCO₂ en 2050. Este crecimiento, aunque significativo, se mantiene moderado frente al aumento de la actividad económica, lo que sugiere una mejora relativa en la eficiencia ambiental del sector.

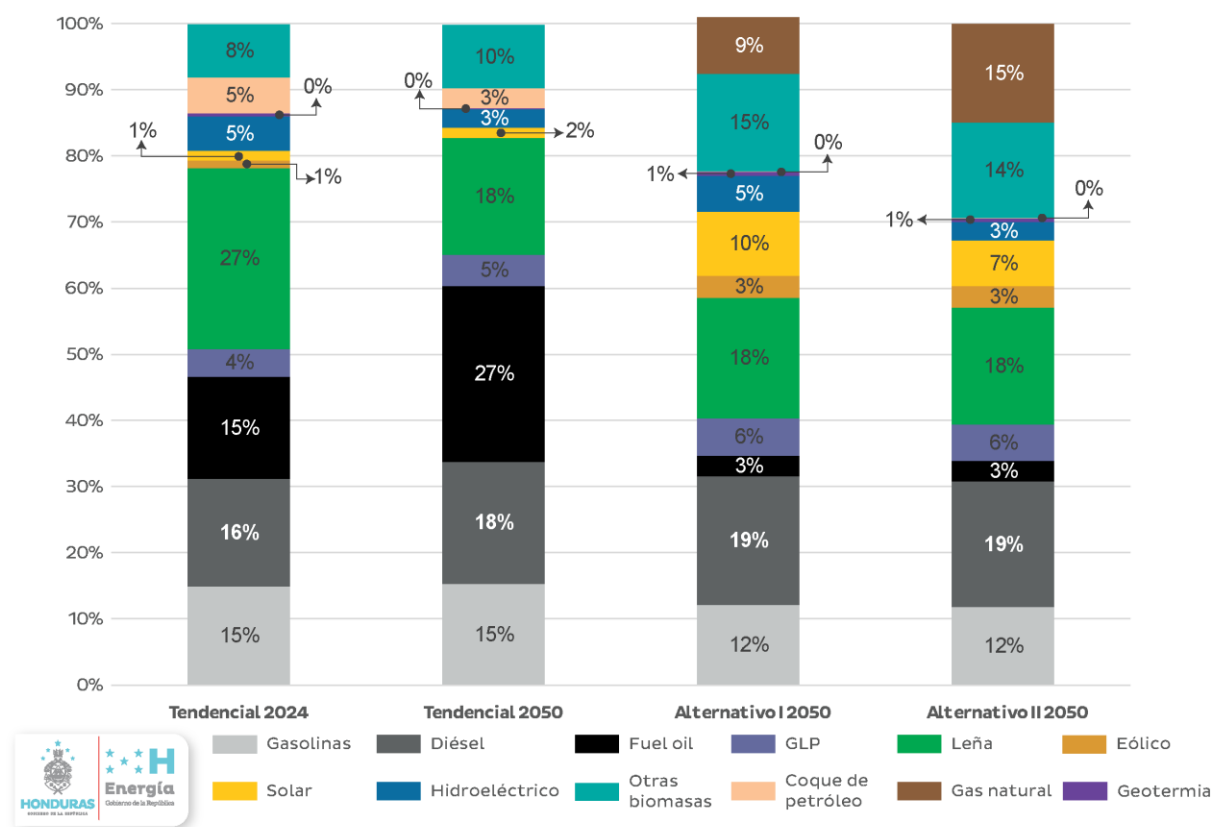
6.2. OFERTA

La Figura 41 muestra la evolución de la oferta interna bruta de energía del país bajo los distintos escenarios de análisis —tendencial y alternativos—, evidenciando una transformación estructural significativa hacia el año 2050. En el escenario tendencial, persiste una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, destacando el diésel, el residual fuel oil (búnker) y la gasolina, que en conjunto representan casi la mitad del balance energético, con una participación marginal de fuentes renovables no convencionales. En contraste, los escenarios alternativos I y II proyectan una diversificación sustancial de la matriz, impulsada por la incorporación de fuentes solar, eólica y de gas natural, las cuales desplazan progresivamente el uso de derivados del petróleo. Este cambio refleja un esfuerzo claro hacia una transición energética sostenible, en la que la biomasa y la hidroelectricidad mantienen una presencia relevante, mientras que el crecimiento de la energía solar se convierte en uno de los pilares del suministro. En conjunto, los escenarios alternativos presentan una matriz más limpia, resiliente y con menor exposición a la volatilidad de los derivados del petróleo, marcando un avance tangible hacia la descarbonización del sistema energético nacional.

En la estructura del sistema energético nacional, la etapa de transformación desempeña un papel clave al vincular la disponibilidad de recursos primarios con el suministro efectivo de energía final a los distintos sectores consumidores. Esta fase define en gran medida la eficiencia, sostenibilidad y competitividad del sistema, ya que en ella se determinan las tecnologías y procesos que permiten aprovechar de manera óptima los recursos disponibles.

En este marco, la transformación energética se entiende como el conjunto de procesos mediante los cuales las fuentes primarias se convierten en productos energéticos para atender la demanda final. Así, el análisis se centra en la dinámica de las plantas generadoras de electricidad, la planta de regasificación y demás instalaciones de conversión, considerando su eficiencia, estructura tecnológica y participación relativa dentro de la matriz de oferta nacional.

Figura 41: oferta interna bruta a final del periodo



6.2.1. Plantas generadoras de electricidad

6.2.1.1. Sistemas de generación eléctrica en Honduras

De acuerdo con los tipos de servicio existentes en el país, la oferta de electricidad se estructura a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los Sistemas Aislados y la Generación Distribuida (que es consumida o neteada directamente en la demanda). En el marco del presente informe, se evaluarán tres escenarios de oferta eléctrica: Tendencial, Alternativo I y Alternativo II.

En el escenario tendencial (Figura 42), los resultados muestran un crecimiento sostenido de la generación eléctrica total del país, con una tasa promedio anual del 3.4%, alcanzando una oferta ligeramente superior a 30,000 GWh en 2050. Esta oferta es provista principalmente por el SIN, que concentra cerca del 98% de la generación nacional y mantiene

su papel protagonista durante todo el periodo 2025-2050. En contraste, los sistemas aislados y la generación distribuida representan en conjunto apenas el 2% de la oferta total, con tasas de crecimiento anual promedio del 4% y 5%, respectivamente, lo que refleja la continuidad de un modelo predominantemente centralizado y la limitada participación de fuentes descentralizadas.

Figura 42: Evolución de la generación de electricidad por tipo de servicio, escenario tendencial

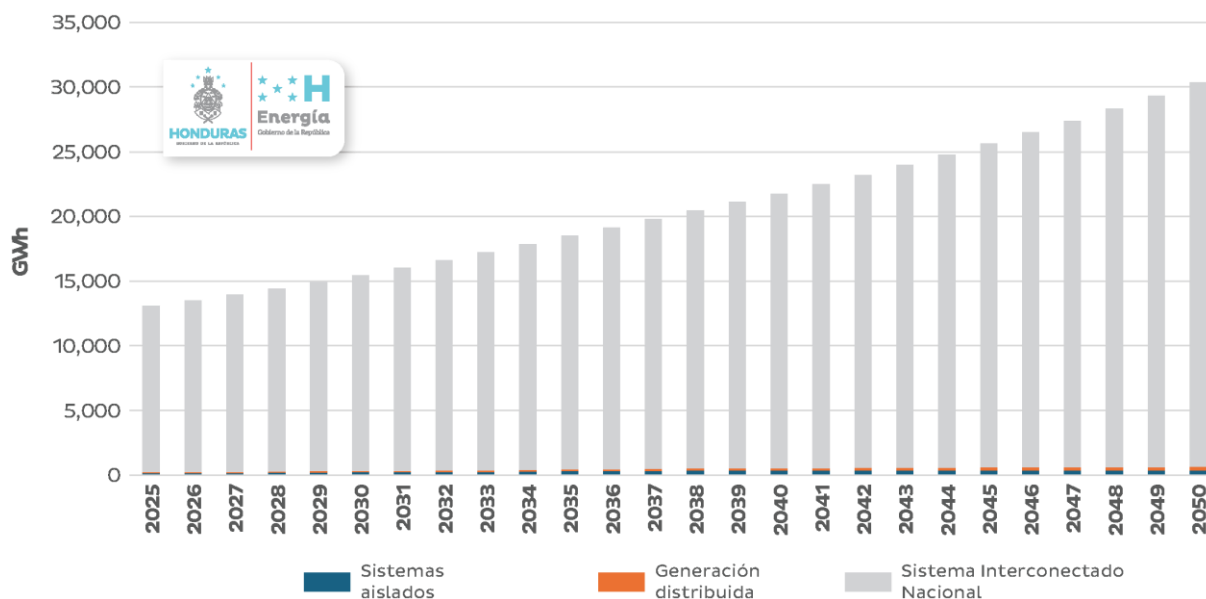
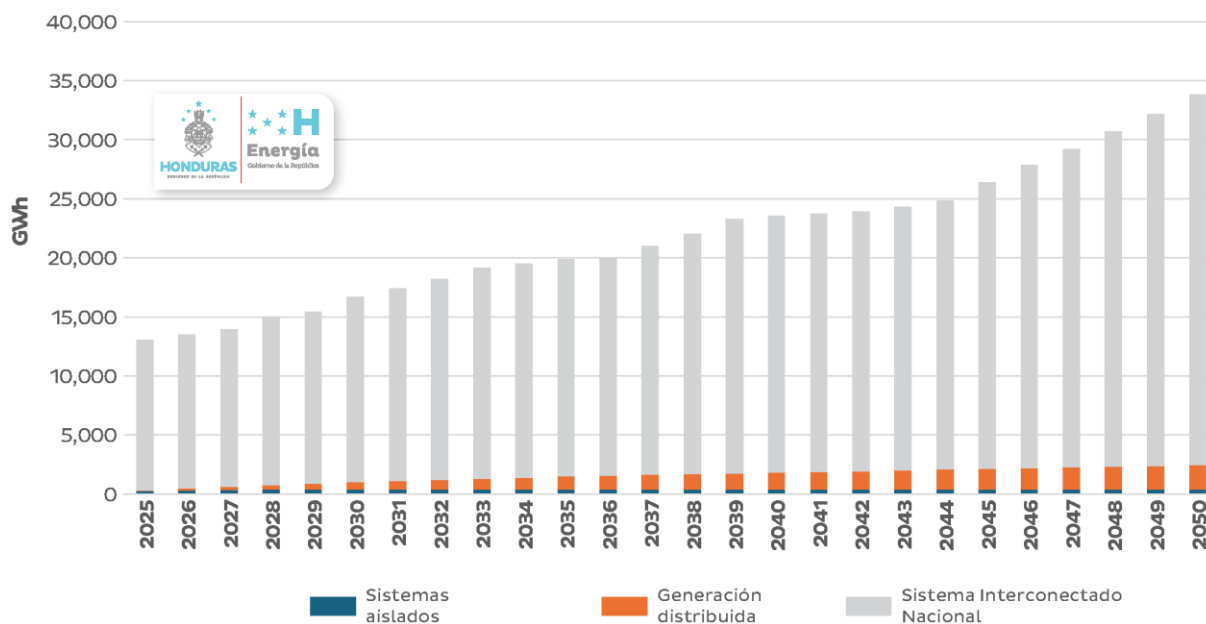


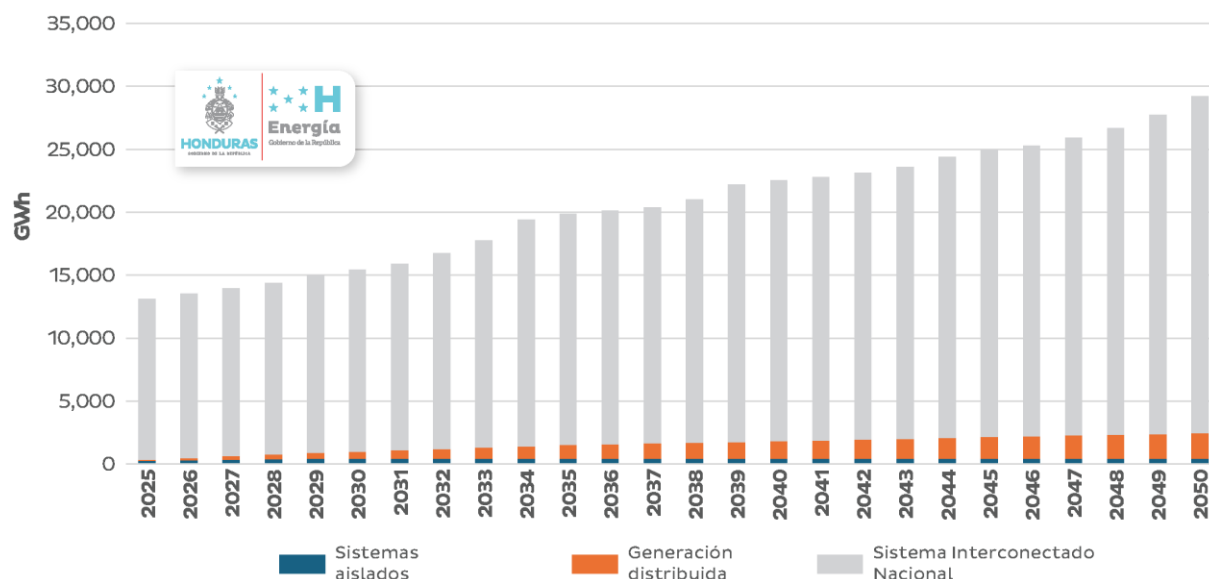
Figura 43: Evolución de la generación de electricidad por tipo de servicio, escenario alternativo I



Por su parte, los escenarios alternativos I (Figura 43) y II (Figura 44) reflejan un comportamiento más dinámico de la oferta eléctrica nacional, con tasas de crecimiento

promedio anual del 3.9% y 3.3%, respectivamente. Para el año 2050, la generación total alcanzaría aproximadamente 33,800 GWh en el escenario Alternativo I y 29,200 GWh en el Alternativo II. En ambos casos, se evidencia una transformación progresiva del sistema de generación, donde el SIN continúa siendo el eje principal, aunque reduce su participación a alrededor del 93% de la oferta total. Destaca el crecimiento de la generación distribuida, que alcanza una participación del 5% y una tasa promedio anual de crecimiento del 14%, llegando a superar ligeramente los 2,000 GWh en 2050. En tanto, los sistemas aislados mantienen una evolución más estable, con una tasa de crecimiento del 2% y una generación estimada de 400 GWh al final del periodo. Este comportamiento refleja un proceso de descentralización paulatina de la oferta eléctrica nacional, orientado hacia una matriz más diversificada, resiliente y sostenible.

Figura 44: Evolución de la generación de electricidad por tipo de servicio, escenario alternativo II



Dado que el SIN constituye el principal proveedor de generación eléctrica del país, resulta esencial evaluar su comportamiento dentro de los tres escenarios modelados.

En el escenario tendencial, se proyecta una participación sostenida de los derivados del petróleo en la matriz eléctrica, misma dinámica que se ha presentado en sector eléctrico nacional en años recientes, donde los combustibles fósiles continúan siendo importantes para garantizar la cobertura de la demanda.

En el escenario alternativo I, o escenario de política, se propone una transformación estructural del sistema de generación eléctrica, orientada a reducir de forma significativa la dependencia de los combustibles derivados del petróleo mediante el aprovechamiento estratégico de los recursos hidroeléctricos nacionales. Este enfoque promueve el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de usos múltiples, que no solo aseguran el suministro de energía, sino que también contribuyen a la regulación hídrica del país. De manera complementaria, se incorpora el gas natural como energético de transición, favoreciendo la

estabilización de la red nacional y una integración más equilibrada de la matriz eléctrica. En conjunto, estas acciones buscan fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico y consolidar un modelo de gestión pública que genere valor social y ambiental.

Por su parte, el escenario alternativo II representa un escenario de sensibilidad que, en comparación con el escenario alternativo I, contempla un menor aprovechamiento del recurso hídrico, pero mantiene la incorporación del gas natural como energético de transición, bajo un enfoque gradual y evolutivo. Este planteamiento busca promover una transición energética ordenada y equilibrada, sustentada en la integración complementaria de fuentes renovables y sistemas térmicos, con el objetivo de preservar la estabilidad, confiabilidad y continuidad operativa del sistema eléctrico nacional durante el proceso de transformación de la matriz energética.

6.2.1.2. Sistema Interconectado Nacional (SIN)

a) Potencia instalada y adiciones de potencia

- **Escenario tendencial**

Los escenarios de oferta de energía eléctrica en el SIN muestran contrastes significativos. En la Figura 45, que presenta la evolución de la potencia instalada por tipo de tecnología en el escenario tendencial, se observa una profundización de las dinámicas históricas del sector. En este contexto, una parte considerable de la generación eléctrica continúa dependiendo del uso de bunker en motores térmicos, considerando que la capacidad hidroeléctrica exhibe un crecimiento limitado y la generación solar mantiene una participación relativamente estable.

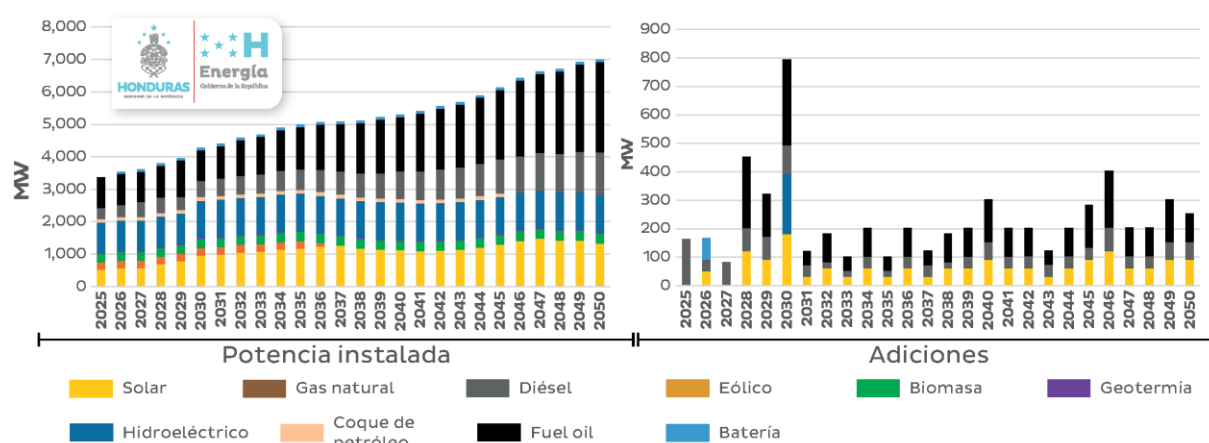
Asimismo, se aprecia al analizar la segunda gráfica de la Figura 47, que a lo largo del periodo de estudio las nuevas adiciones de capacidad corresponden principalmente a plantas térmicas a base de bunker y diésel, junto con un aporte constante de generación solar. Destaca, además, un incremento significativo en el año 2030, cuando se incorpora aproximadamente 198 MW adicionales provenientes de proyectos hidroeléctricos, lo que representa uno de los pocos repuntes relevantes en la expansión de fuentes renovables dentro del escenario tendencial.

Bajo estos parámetros, para el año 2025 la capacidad instalada total se estima en alrededor de 3,500 MW, de los cuales aproximadamente un 60% corresponde a fuentes renovables y el 40 % restante a tecnologías térmicas, con una predominante participación de plantas a bunker. Esta tendencia se acentúa hacia el final del periodo de análisis, cuando la capacidad instalada crece a una tasa anual promedio del 3% y alcanzando cerca de 7,000 MW instalados, con una composición inversa: alrededor del 60% proveniente de recursos térmicos y el 40% de fuentes renovables. Este cambio responde a que, durante el periodo, no se concretan nuevas incorporaciones de gran escala en energías renovables, lo que, ante la

necesidad de garantizar la expansión oportuna de la oferta, conduce a una mayor dependencia de proyectos térmicos.

Asimismo, al analizar la segunda gráfica de la Figura 45, se observa que a lo largo del periodo de estudio las nuevas adiciones de capacidad corresponden principalmente a plantas térmicas a base de bunker y diésel, junto con un aporte constante de generación solar. Destaca, además, un incremento significativo en el año 2030, cuando se incorpora aproximadamente 198 MW adicionales provenientes de proyectos hidroeléctricos, lo que representa uno de los pocos repuntes relevantes en la expansión de fuentes renovables dentro del escenario tendencial.

Figura 45: Evolución de la potencia instalada, y la adición de potencia en el escenario tendencial



• Escenario alternativo I

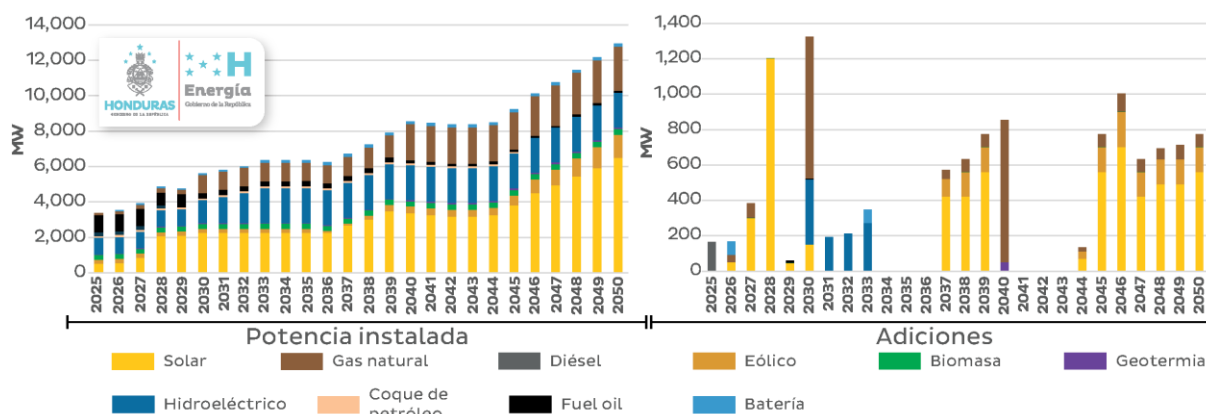
En el escenario alternativo I, la composición del mix energético presenta un cambio sustancial hacia una mayor participación de fuentes renovables. Para el año 2050, la evaluación proyecta un crecimiento anual promedio del 5.5% lo que responde a una capacidad instalada total cercana a los 13,000 MW, implicando casi el doble de la estimada en el escenario tendencial. Este incremento responde a la necesidad de incorporar mayor capacidad firme y flexible que permita integrar una proporción más alta de energías renovables variables, principalmente solar y eólica, garantizando al mismo tiempo la estabilidad del sistema eléctrico. Además, el escenario considera una mayor electrificación de la economía —particularmente en los sectores transporte e industrial—, lo que incrementa la demanda proyectada y, por ende, la necesidad de expansión de la oferta (Figura 46).

La expansión del sistema en este escenario se sustenta en un aumento significativo de la potencia solar instalada, acompañada de sistemas de almacenamiento energético equivalentes al 20 % de dicha capacidad, lo que permite gestionar la variabilidad de la generación fotovoltaica. Asimismo, se promueve una política de fortalecimiento de la capacidad hidroeléctrica estatal, aprovechando su rol estratégico como fuente renovable de

generación y como respaldo para la integración de tecnologías intermitentes. Hacia el final del periodo analizado, la estructura del sistema refleja una participación del 80 % de energías renovables frente a un 20 % de tecnologías térmicas, compuestas esencialmente por plantas a gas natural, utilizadas para garantizar la confiabilidad y la operación continua del sistema eléctrico nacional.

Para el caso de las adiciones de potencia en este escenario se observa un fuerte impulso inicial de la energía solar fotovoltaica (con capacidad de almacenamiento del 20% de su capacidad instalada), que concentra las mayores incorporaciones entre 2028 y 2030, complementadas con la entrada gradual de capacidad hidroeléctrica. A partir de 2037, la expansión se orienta hacia una combinación más equilibrada de fuentes, destacando la integración del gas natural como energético de transición, junto con proyectos eólicos y solares que continúan ampliando su participación. Hacia las últimas décadas del horizonte, el sistema refleja una matriz más diversificada y resiliente, sustentada principalmente en energías renovables, con respaldo térmico que garantiza la estabilidad y confiabilidad operativa del sistema eléctrico nacional (Figura 46).

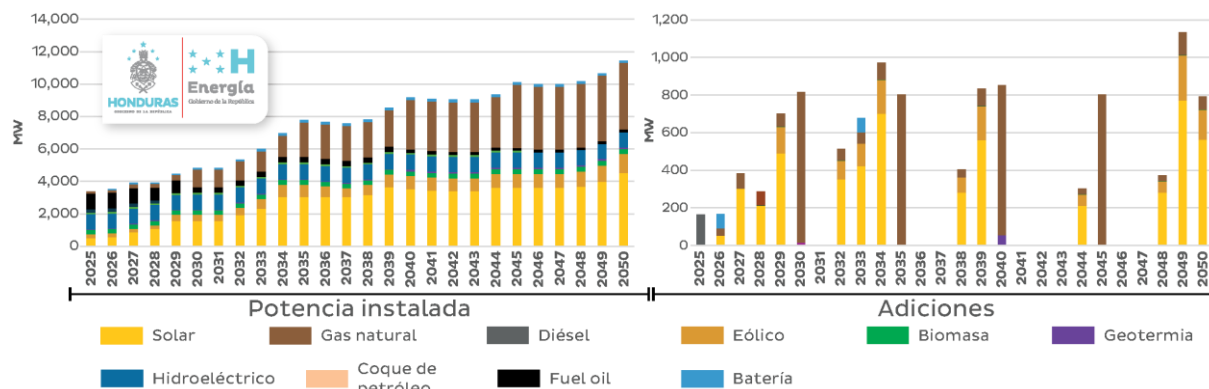
Figura 46: Evolución de la potencia instalada, y la adición de potencia en el escenario alternativo I



• Escenario alternativo II

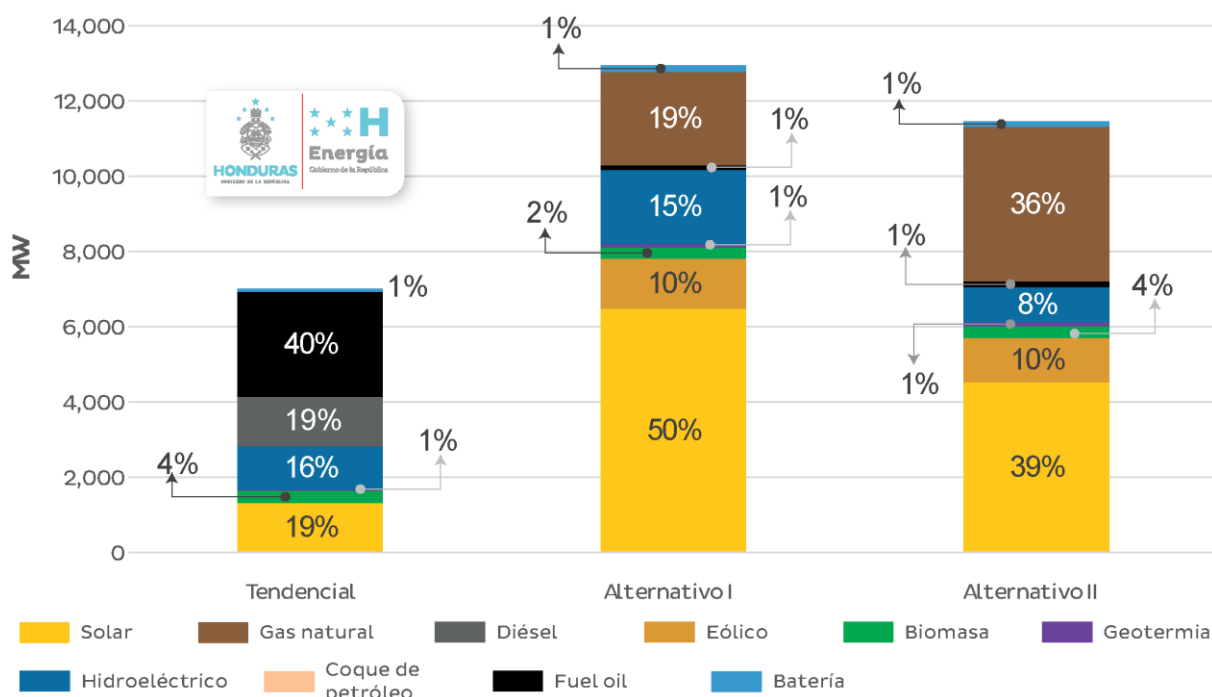
El Escenario Alternativo II plantea una reducción en la expansión hidroeléctrica, compensada mediante una mayor incorporación de potencia solar y eólica, acompañadas de sistemas de almacenamiento equivalentes al 20% y 10% de su capacidad instalada, respectivamente. Además, se proyecta una ampliación significativa de la generación en ciclos combinados a base de gas natural, consolidando a este recurso como un pilar de apoyo para la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico. Hacia el final del período de análisis, se estima que la capacidad instalada total crecerá a una tasa anual promedio del 5% y alcanzará aproximadamente los 11,500 MW, destacando una tendencia creciente en la incorporación de potencia a gas natural dentro de las adiciones del sistema, lo que refleja una estrategia de transición energética gradual y diversificada orientada a garantizar la seguridad operativa y la sostenibilidad de la matriz eléctrica nacional (Figura 47).

Figura 47: Evolución de la potencia instalada, y la adición de potencia en el escenario II



El contraste planteado entre escenarios es evidente, mientras que el escenario Tendencial refleja una profundización de las tendencias históricas en las que una parte relevante de la generación eléctrica se sustenta en la producción con la utilización de bunker en motores, con una potencia hidroeléctrica con escaso aumento y una capacidad instalada solar relativamente estable, los escenarios Alternativos basan su expansión en un notable aumento de la potencia instalada solar. Adicionalmente el Alternativo I incluye una política de aumento de la capacidad hidroeléctrica mientras que el Alternativo II modera la expansión hidroeléctrica compensando con mayor potencia solar y eólica (con capacidades de almacenamiento del 20% y 10% de la capacidad instalada respectivamente) en el mediano plazo y ampliando la capacidad de ciclos combinados usando gas natural (Figura 48).

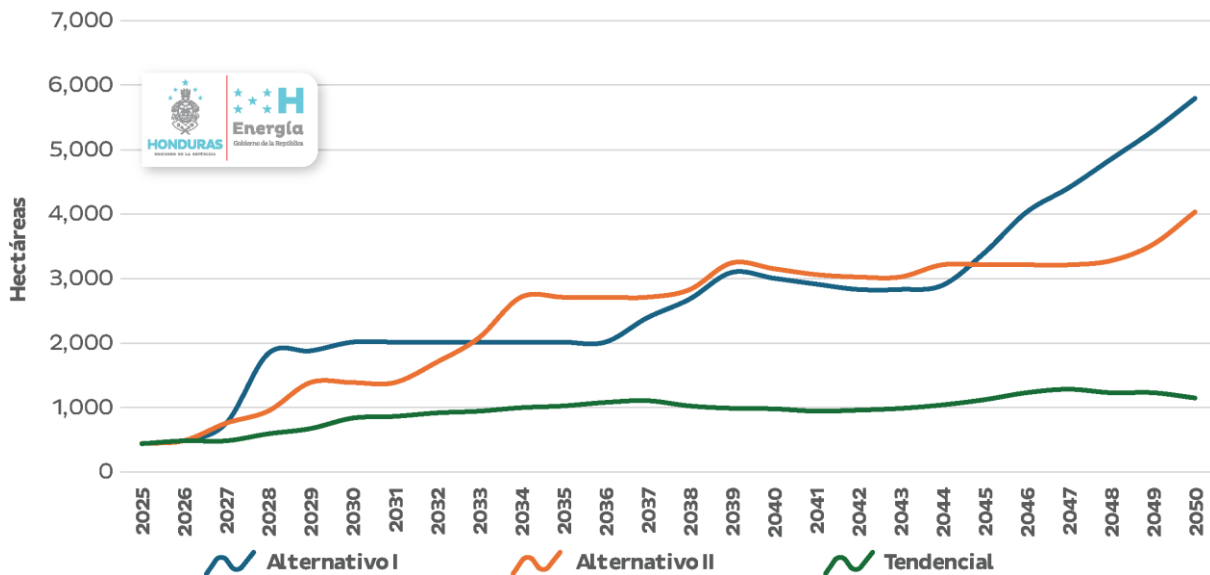
Figura 48: Comparación entre escenarios de la capacidad instalada al 2050



La participación de la energía solar en la generación eléctrica adquiere una relevancia significativa en los resultados del estudio, por lo que resulta fundamental considerar el uso del suelo requerido para la instalación de paneles fotovoltaicos. Por lo cual, de acuerdo con los escenarios analizados, el Escenario Alternativo I presenta la mayor participación de energía solar, lo que demandaría una superficie aproximada de 6,000 ha para su instalación. Esta extensión equivale, de forma referencial, al área territorial del municipio de Santa Lucía, en Francisco Morazán.

En el caso del Escenario Alternativo II, la superficie necesaria se reduce a cerca de 4,000 ha, mientras que en el Escenario Tendencial el requerimiento sería de aproximadamente 1,000 ha.

Figura 49: Requerimiento estimado de superficie para instalación solar fotovoltaica por escenario

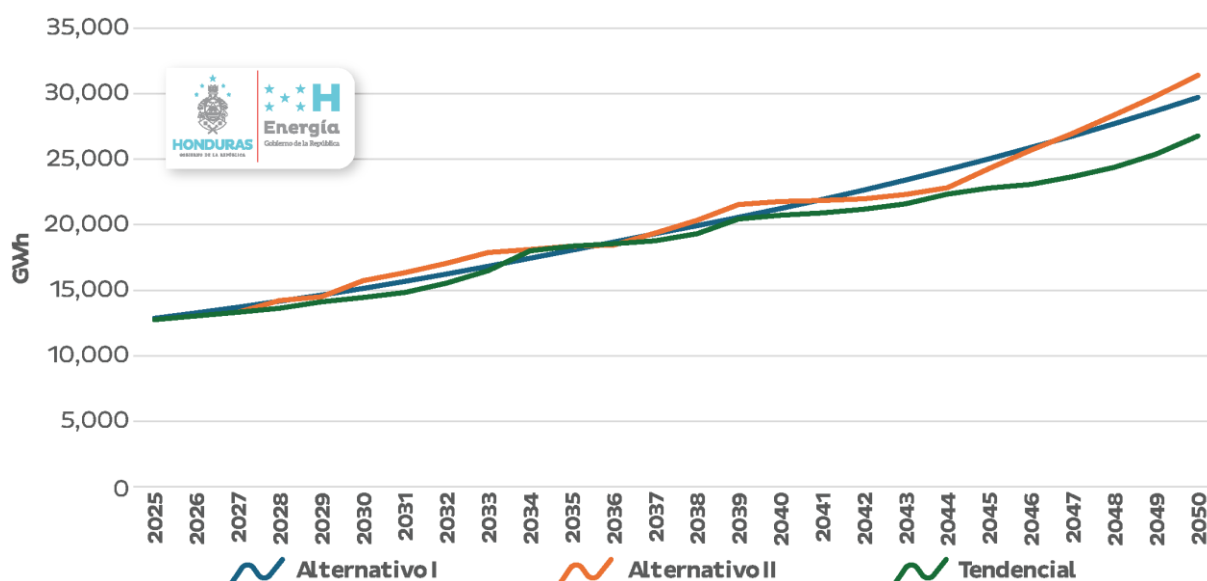


b) Generación eléctrica del SIN

La generación eléctrica proyectada en SIN para el escenario tendencial crece a una tasa promedio anual del 3.4%, atendiendo la demanda tendencial correspondiente, alcanzando aproximadamente 30,000 GWh para el año 2050.

Por su parte, los Escenarios Alternativo I y II, que responden al escenario alternativo de demanda, presentan tasas promedio de crecimiento anual de 3.7% y 3.0%, respectivamente, alcanzando niveles de generación de alrededor de 31,000 GWh y 27,000 GWh al final del período de estudio. Esta diferencia se debe principalmente a la configuración tecnológica de cada escenario de oferta. En el Escenario Alternativo I, la mayor incorporación de hidroeléctricas estatales, energía fotovoltaica y gas natural como energía de transición impulsa un aumento en la generación total, mientras que en el Escenario Alternativo II, la menor participación hidroeléctrica y un enfoque en la diversificación gradual del sistema genera menores niveles de producción, aunque con una mayor flexibilidad, estabilidad y eficiencia operativa (Figura 50).

Figura 50: Evolución de la generación eléctrica a través del SIN



La Figura 51 ilustra la diferencia en la generación eléctrica entre los escenarios Alternativo I y II frente al escenario tendencial para el período 2025-2050, desglosada por fuente de energía. En ambos escenarios alternativos se observa una clara tendencia al incremento de las energías renovables, especialmente solar y eólica, cuyo aporte aumenta de manera significativa hacia el final del período, reflejando un cambio estructural hacia una matriz energética más limpia. En contraste, la generación a partir de combustibles fósiles, principalmente bunker y diésel, muestra una disminución marcada, indicando una reducción en la dependencia de fuentes más contaminantes. El escenario Alternativo I presenta una mayor participación de la hidroenergía respecto al tendencial, mientras que en el Alternativo II esta participación se reduce. Por su parte, la generación geotérmica experimenta un incremento menor en comparación a las otras tecnologías, pero más gradual. Estas diferencias evidencian que los escenarios alternativos conllevan una reconfiguración significativa del subsector eléctrico, priorizando las energías renovables y disminuyendo el uso de combustibles fósiles.

Al evaluar el índice de renovabilidad por escenario, se observa que, para el escenario tendencial, hacia el año 2050, este indicador presenta una disminución con una tasa anual promedio del 2.4 %, reflejando la tendencia del uso de derivados del petróleo como fuente principal para generación eléctrica (Figura 52).

Figura 51: Diferencias en generación según escenarios alternativos vs. Tendencial

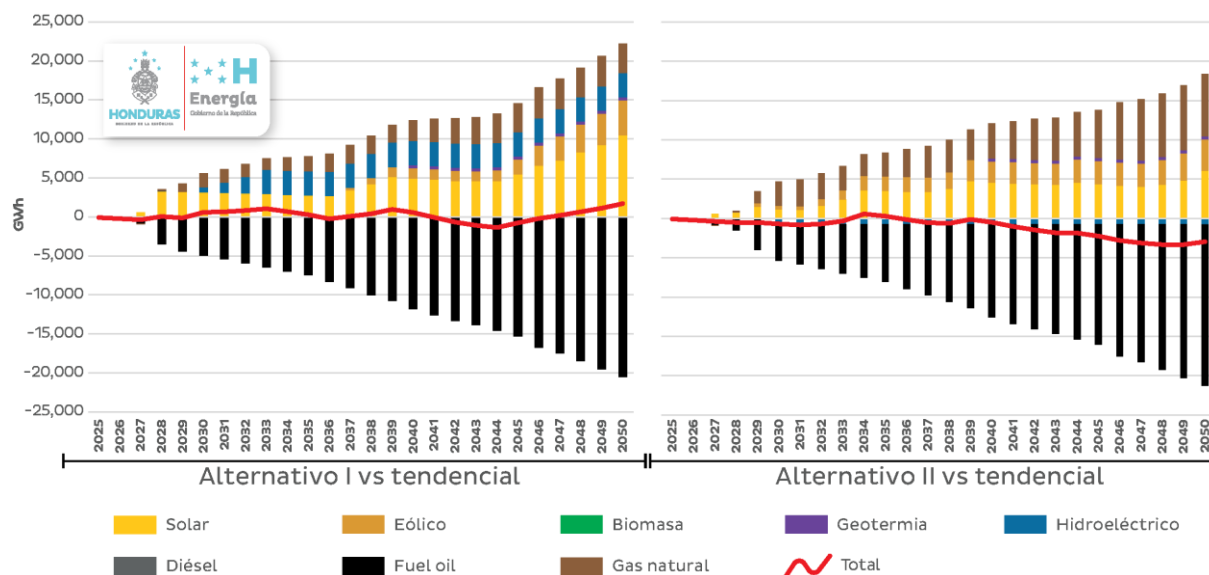
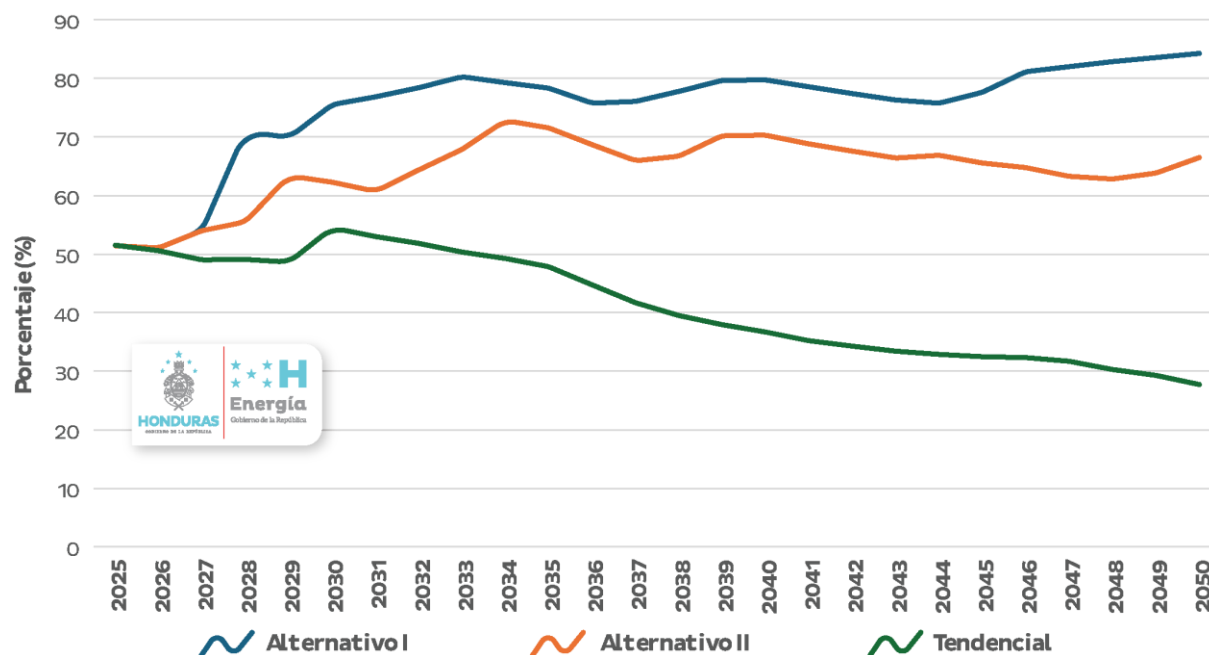


Figura 52: Índice de renovabilidad



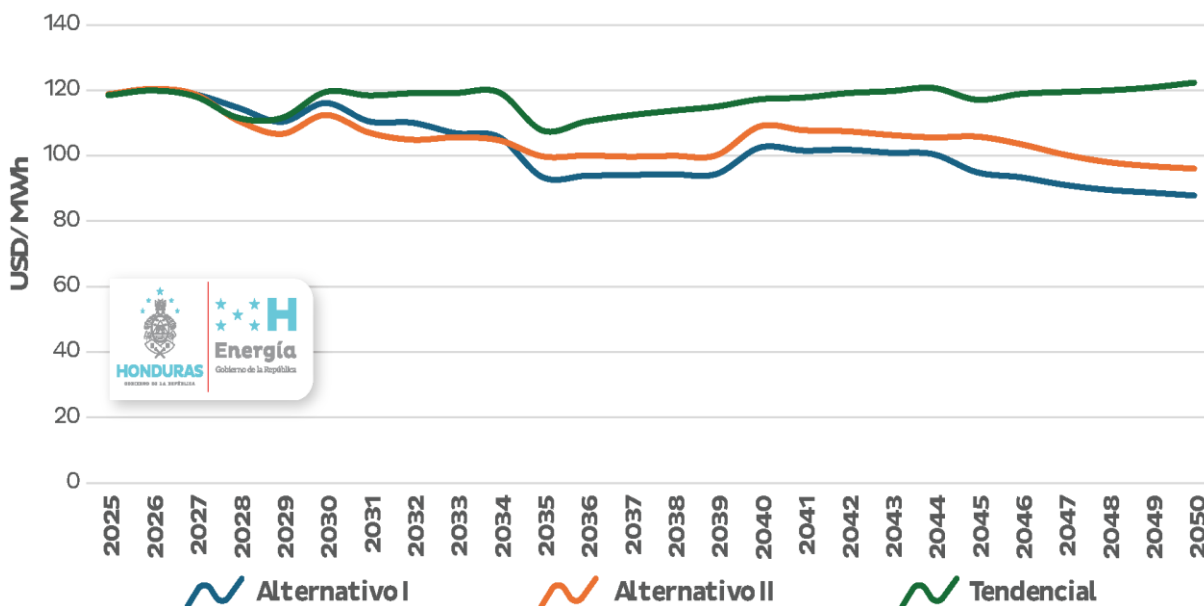
En contraste, el escenario alternativo I logra un aumento sostenido de este índice, con una tasa anual promedio del 2%, alcanzando un valor final de aproximadamente 84% al 2050, impulsado principalmente por la mayor participación de fuentes renovables como solar, eólica e hidroeléctrica. Por su parte, el escenario alternativo II, que combina el aporte de renovables con un mayor uso de gas natural, registra un incremento más moderado, con una tasa anual promedio del 1% y un índice de renovabilidad que alcanza el 67% al final del periodo. Estos resultados evidencian cómo las distintas políticas y planes en el segmento de generación impactan directamente en la transición hacia una matriz eléctrica más limpia y

sostenible, mostrando que la combinación de renovables y combustibles fósiles de menor intensidad de carbono puede mejorar significativamente la renovabilidad del sistema sin comprometer la seguridad energética (Figura 52).

Dado que se analiza la evolución de la generación eléctrica, resulta pertinente revisar también el comportamiento del costo medio eléctrico. En ese sentido, la Figura 53 presenta su trayectoria para los escenarios tendencial, alternativo I y alternativo II durante el período 2025-2050.

Se observa que el escenario tendencial presenta un ligero aumento en el costo, con una tasa promedio anual de 0.1%, reflejando una estructura de generación basada en combustibles fósiles con limitada incorporación de renovables. En contraste, los escenarios Alternativo I y II muestran tendencias decrecientes, con tasas promedio anuales de 1.2% y 0.8%, respectivamente, debido principalmente a la mayor participación de fuentes renovables, que poseen costos de generación marginales más bajos y menores gastos operativos. Hacia finales del período, el costo medio del Alternativo I resulta aproximadamente 28% inferior al tendencial, mientras que el Alternativo II se ubica 21% por debajo del mismo, evidenciando que las estrategias de diversificación hacia energías más limpias no solo reducen la dependencia de combustibles fósiles, sino que también permiten disminuir significativamente los costos promedio de generación eléctrica en el largo plazo.

Figura 53: costo medio de generación eléctrica por escenario



6.2.2. Planta Regasificadora

A partir del año 2029, la incorporación de centrales eléctricas a base de gas natural, tanto ciclos combinados (CC) como turbinas de gas (TG), junto con su utilización en la industria, genera una demanda de este combustible proveniente de GNL importado. Como

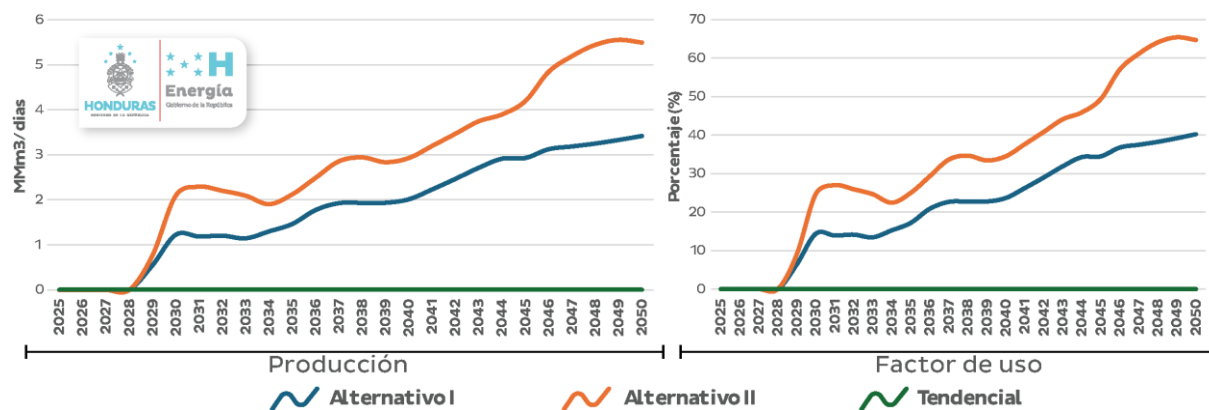
resultado de la optimización, se plantea la instalación de una única planta de regasificación con capacidad equivalente a 2.25 MTPA (millones de toneladas por año) en 2029, destinada a abastecer tanto la demanda eléctrica como la industrial. Este módulo unitario de 2.25 MTPA se considera un referente que podrá ajustarse en futuros escenarios de política energética.

Por motivos de costos comparativos, la planta seleccionada corresponde a una unidad reacondicionada, es decir, una FSRU (Floating Storage Regasification Unit) adaptada, renovada o modificada a partir de embarcaciones o estructuras existentes, capaz de cumplir con los requerimientos del sistema. Esta opción presenta un menor costo de inversión en comparación con una planta nueva, así como menores costos de operación y mantenimiento frente a una unidad alquilada.

La curva de producción de gas natural responde a la expansión y despacho del sistema eléctrico y a la demanda industrial descrita en la sección anterior. Como resultado, a partir de 2029, la producción de la planta de regasificación crece a una tasa anual de 9.1 % en el escenario alternativo I y de 9.8 % en el escenario alternativo II. En el escenario tendencial, al no utilizarse este energético, no se registra producción alguna (Figura 54).

En cuanto al factor de utilización de la planta, los resultados indican que, en el escenario alternativo II, alcanza aproximadamente un 65 %, mientras que en el escenario alternativo I se sitúa alrededor del 40 %. Estos resultados sugieren la posibilidad de explorar otros nichos de mercado para aumentar el uso de la planta, contribuyendo a una matriz energética más moderna y con menores emisiones. Entre las opciones que se pueden considerar en el futuro se encuentra el uso del gas en transporte pesado de carga o su integración adicional en otros sectores industriales (Figura 54).

Figura 54: Producción de gas natural y factor de uso de la planta de regasificación



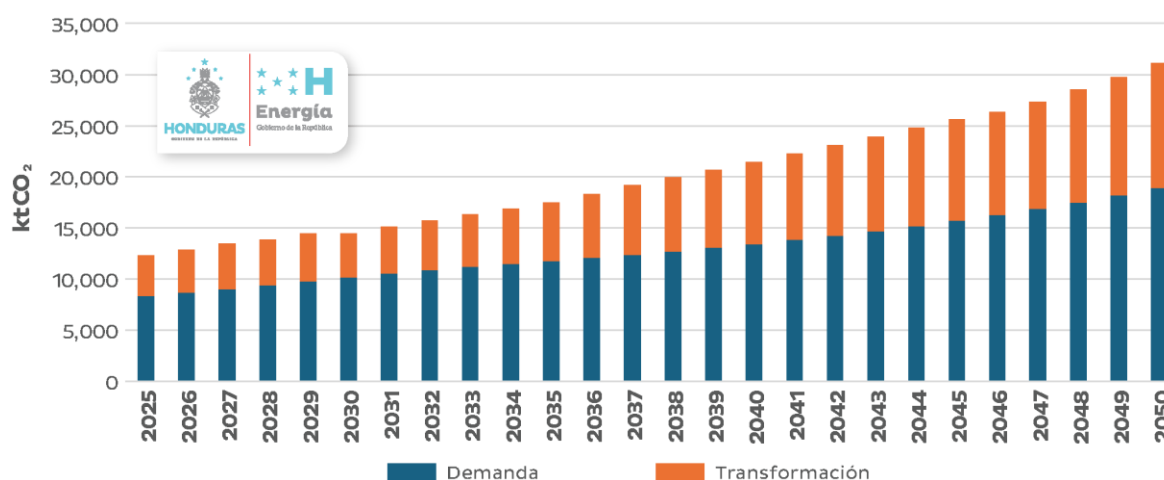
6.3. EMISIONES TOTALES DEL SECTOR ENERGÍA

6.3.1. Escenario tendencial

Al analizar las emisiones de todo el sector energía, se observa que, en el escenario tendencial, estas presentan un crecimiento sostenido a una tasa anual promedio del 3.8 %,

alcanzando aproximadamente 31,000 ktCO₂ hacia finales del periodo en 2050. De este total, cerca del 61 % se atribuye a los sectores de demanda, principalmente al transporte, tal como se detalló en la sección 6.1.3. El 39 % restante corresponde a las emisiones derivadas de la transformación de electricidad en las centrales eléctricas, reflejando la continuidad del uso de fuentes térmicas para generación. Este patrón pone de manifiesto que, bajo un escenario tendencial, el crecimiento de la actividad económica y la dependencia de combustibles fósiles en los sectores productivos y de transporte constituyen los principales impulsores del aumento de emisiones, lo que subraya la necesidad de implementar estrategias de eficiencia energética, electrificación del transporte y mayor incorporación de fuentes renovables para mitigar el impacto ambiental en el largo plazo (Figura 55).

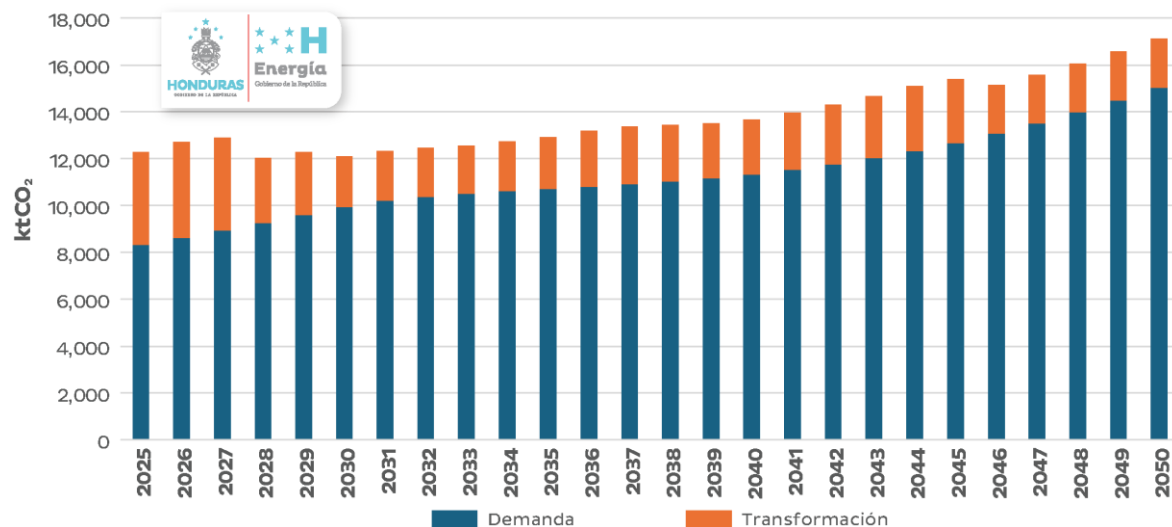
Figura 55: Emisiones totales, escenario tendencial



6.3.2. Escenario alternativo I

En el escenario alternativo I, gracias al elevado índice de renovabilidad en la generación eléctrica, las emisiones presentan un crecimiento más moderado, con una tasa anual promedio de 1.3 %, alcanzando aproximadamente 17,000 ktCO₂ hacia finales del periodo en 2050. Este escenario modifica significativamente la distribución de las emisiones: apenas el 12 % se genera en el sector de transformación eléctrica, mientras que el 88 % restante se concentra en los sectores de demanda, reflejando la persistencia de emisiones principalmente en actividades como transporte e industria. Estos resultados muestran que, aun con una matriz eléctrica altamente renovable, la mitigación de emisiones requiere estrategias complementarias aún más intensivas que permitan menores emisiones en los sectores de consumo final (Figura 56).

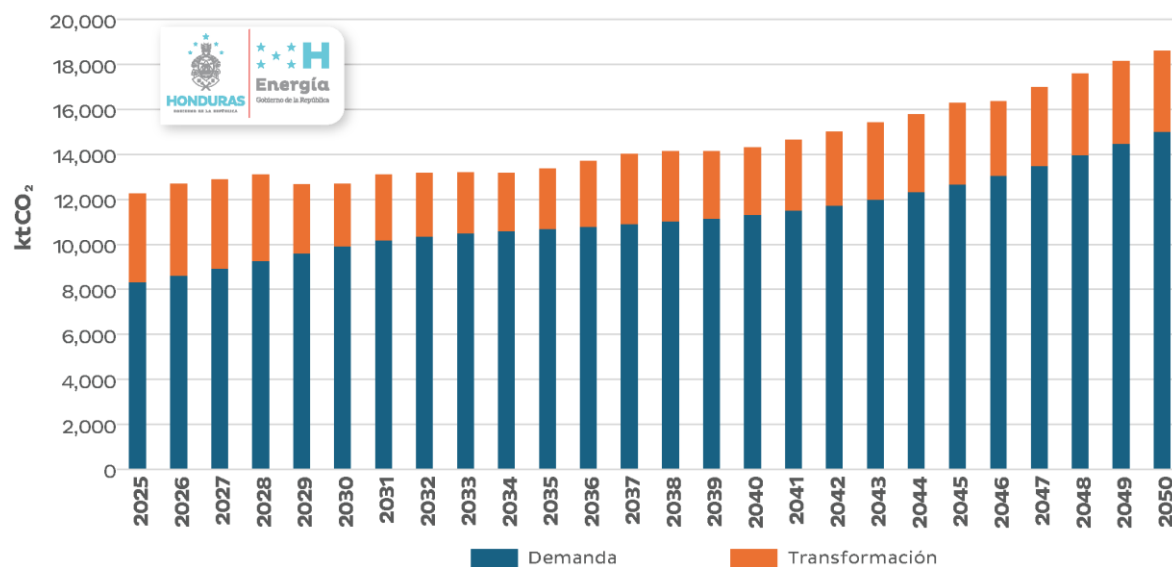
Figura 56: Emisiones totales, escenario alternativo I



6.3.3. Escenario alternativo II

En el escenario alternativo II, las emisiones crecen a una tasa anual promedio de 1.7 %, alcanzando aproximadamente 18,700 ktCO₂ para el 2050. La distribución de las emisiones refleja que el 81 % proviene de los sectores finales de consumo, mientras que el 19 % restante se genera en la transformación de electricidad en las centrales eléctricas, lo que se explica por la mayor participación del gas natural en la generación (Figura 57).

Figura 57: Emisiones totales, escenario alternativo II



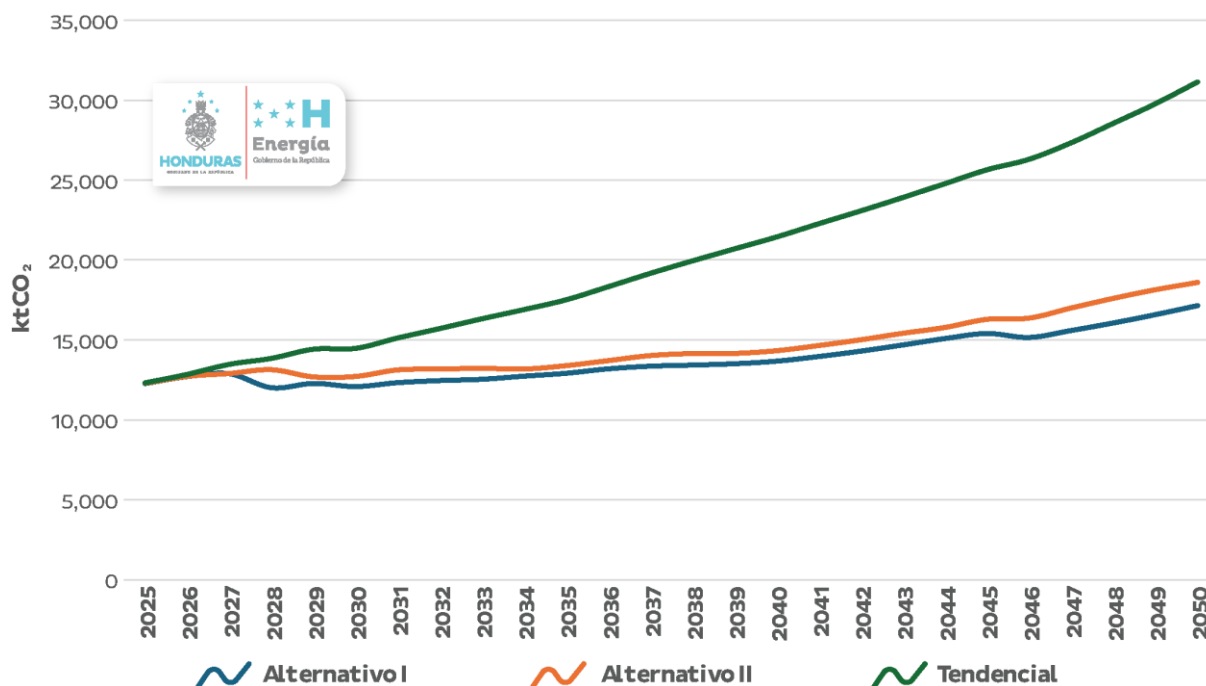
Este escenario evidencia que, aunque la incorporación de gas natural reduce la intensidad de carbono respecto a los combustibles fósiles tradicionales, las emisiones de los sectores de demanda siguen siendo predominantes, subrayando la importancia de complementar la transición energética con las medidas de eficiencia y electrificación en los consumos finales para lograr reducciones más significativas de gases de efecto invernadero.

6.3.4. Comparación de escenarios

Al comparar los escenarios, la Figura 58 evidencia las diferencias entre ellos. El escenario tendencial muestra un crecimiento sostenido de las emisiones, reflejando la alta dependencia de combustibles fósiles, mientras que los escenarios alternativos permiten reducciones significativas gracias a un cambio sustancial en la matriz eléctrica del sistema. Para el año 2030, bajo el escenario alternativo I, las emisiones podrían disminuir hasta un 16 % en comparación con el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo II, la reducción alcanzaría aproximadamente el 12 %. Estas diferencias se amplían hacia 2050, donde el escenario alternativo I permitiría reducir las emisiones en un 45% y el alternativo II en un 40%, respecto al escenario tendencial.

Estos resultados destacan el impacto positivo de la incorporación de energías renovables y de una mayor eficiencia en la generación eléctrica sobre la mitigación de gases de efecto invernadero a mediano y largo plazo. Adicionalmente, las medidas implementadas desde el lado de la demanda contribuyen de manera relevante a la reducción de emisiones; sin embargo, aún existe un gran potencial de mitigación adicional en los sectores de consumo final, que podría aprovecharse mediante estrategias complementarias como una mayor electrificación, la eficiencia energética y la transición hacia combustibles menos intensivos en carbono.

Figura 58: Emisiones según escenarios

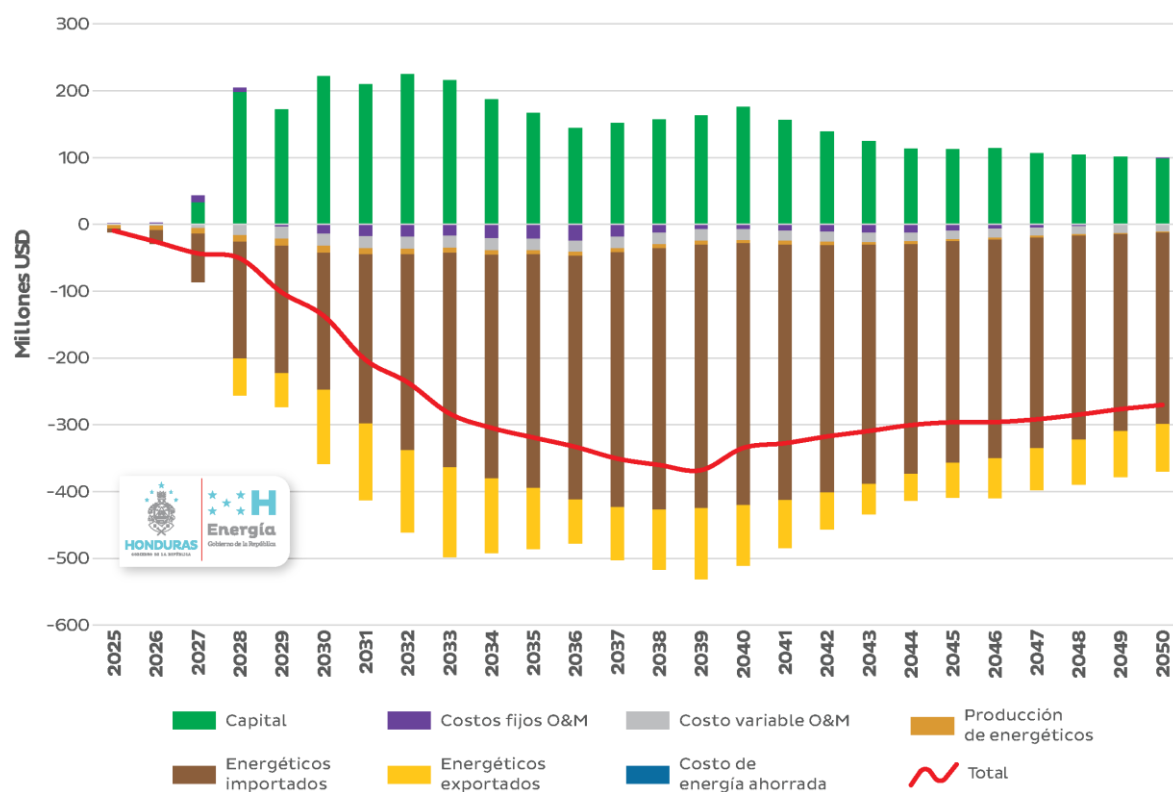


6.4. EVALUACIÓN DE COSTOS

6.4.1. Escenario alternativo I vs. tendencial

Al analizar los costos descontados al año 2025 con una tasa de descuento del 10%, se evidencia que el escenario alternativo I presenta un ahorro neto acumulado de aproximadamente 6,400 millones USD en el periodo 2025–2050, en comparación con el escenario tendencial. Este resultado se explica principalmente por un ahorro en combustibles estimado en 7,400 millones USD y un beneficio adicional de 1,800 millones USD derivados de un potencial de exportaciones eléctricas (las cuales fueron calculadas utilizando un precio de referencia de exportación de 110 USD/MWh), compensando una inversión incremental total en la oferta energética de 3,500 millones USD (Figura 59).

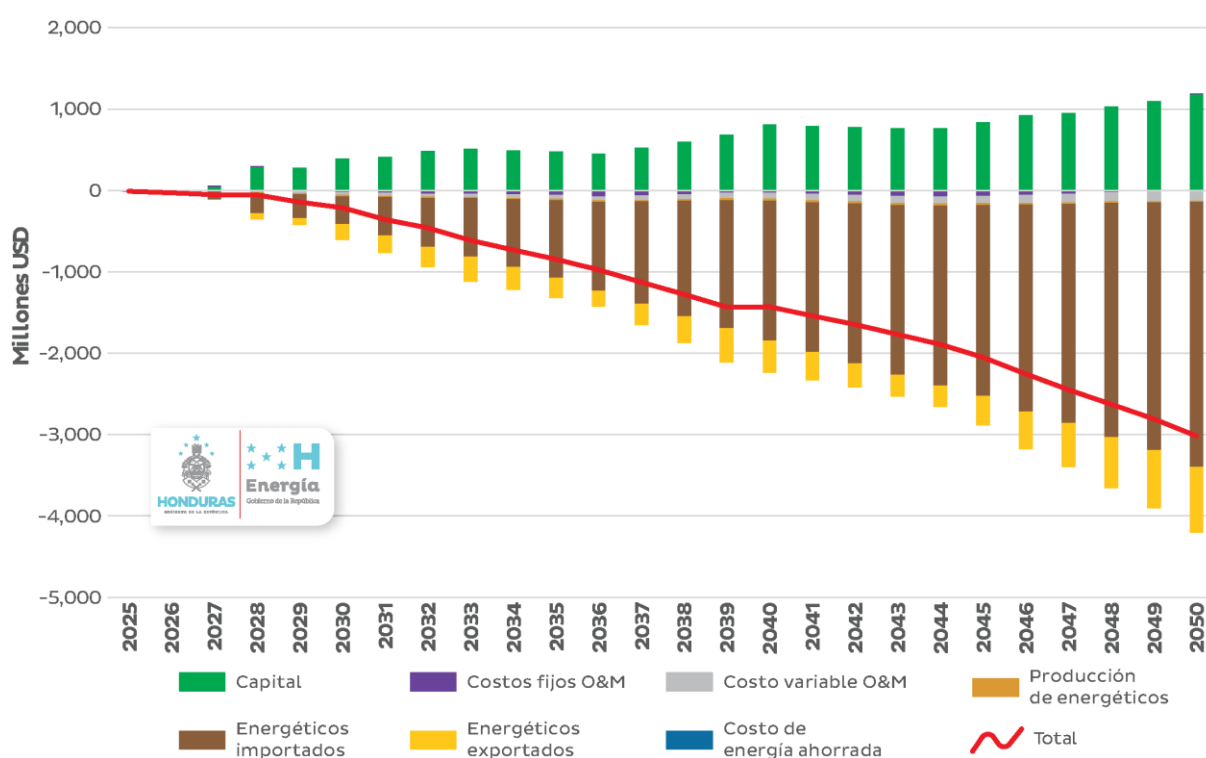
Figura 59: Costo – beneficio escenario alternativo I vs. Tendencial (valores descontados al 2025)



En conjunto, estos resultados reflejan que el cambio estructural hacia una matriz más diversificada y con mayor participación de fuentes renovables no solo reduce la dependencia de los combustibles fósiles, sino que también genera beneficios económicos netos a lo largo del horizonte de análisis. El perfil de inversiones responde tanto a iniciativas privadas como a inversión pública, mostrando una complementariedad estratégica entre ambos sectores. Si bien el análisis no incorpora estimaciones específicas de inversión en transmisión y distribución, estos requerimientos adicionales se consideran manejables y se considera que no alteran de forma significativa la tendencia general de beneficios netos observada en el escenario alternativo.

En términos de costos reales, la Figura 60 muestra que el escenario alternativo I mantiene una trayectoria de inversión inicial más elevada en los primeros años del periodo, debido al impulso de tecnologías renovables y de almacenamiento, sin embargo, a medida que avanza el horizonte de análisis, se observan reducciones sostenidas en los costos operativos y en la adquisición de combustibles, lo que permite estabilizar el gasto total del sistema. En contraste, el escenario tendencial exhibe una evolución creciente de costos asociada al mantenimiento de la dependencia de combustibles fósiles y su volatilidad de precios. Este comportamiento evidencia que, aunque el escenario alternativo I requiere un mayor esfuerzo inversor al inicio, los beneficios económicos acumulados y la reducción de riesgos energéticos lo convierten en una opción más eficiente y sostenible a largo plazo.

Figura 60: Costo – beneficio escenario alternativo I vs. Tendencial (valores corrientes)

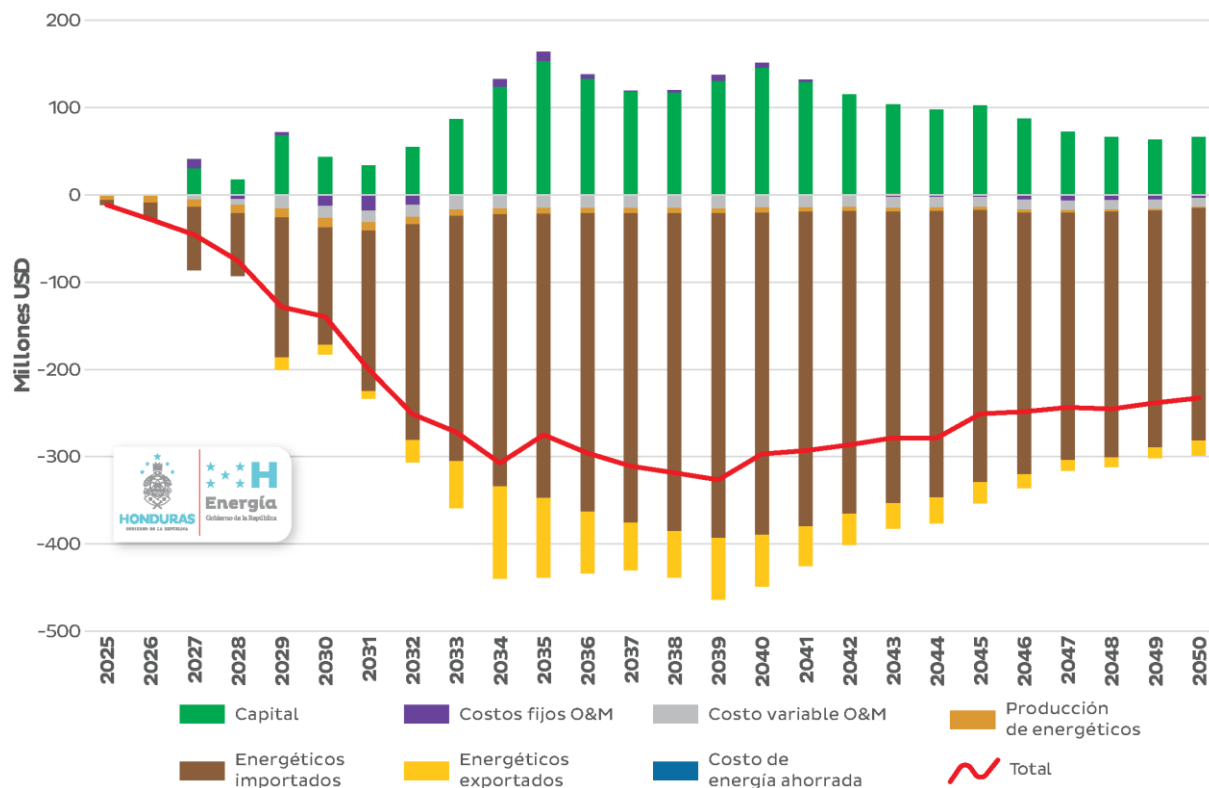


6.4.2. Escenario alternativo II vs. Tendencial

El análisis de los costos descontados al año 2025, considerando una tasa de descuento del 10 %, muestra que el escenario alternativo II representa una opción económicamente favorable frente al tendencial, con un ahorro neto acumulado de aproximadamente 5,800 millones de USD durante el periodo 2025–2050. Este resultado se sustenta principalmente en un ahorro por reducción del consumo de combustibles fósiles cercano a 6,700 millones de USD y un beneficio adicional de 840 millones de USD por potencial de exportaciones eléctricas, los cuales superan ampliamente la inversión requerida de unos 2,200 millones de USD en nueva capacidad y modernización tecnológica. En conjunto, el escenario alternativo

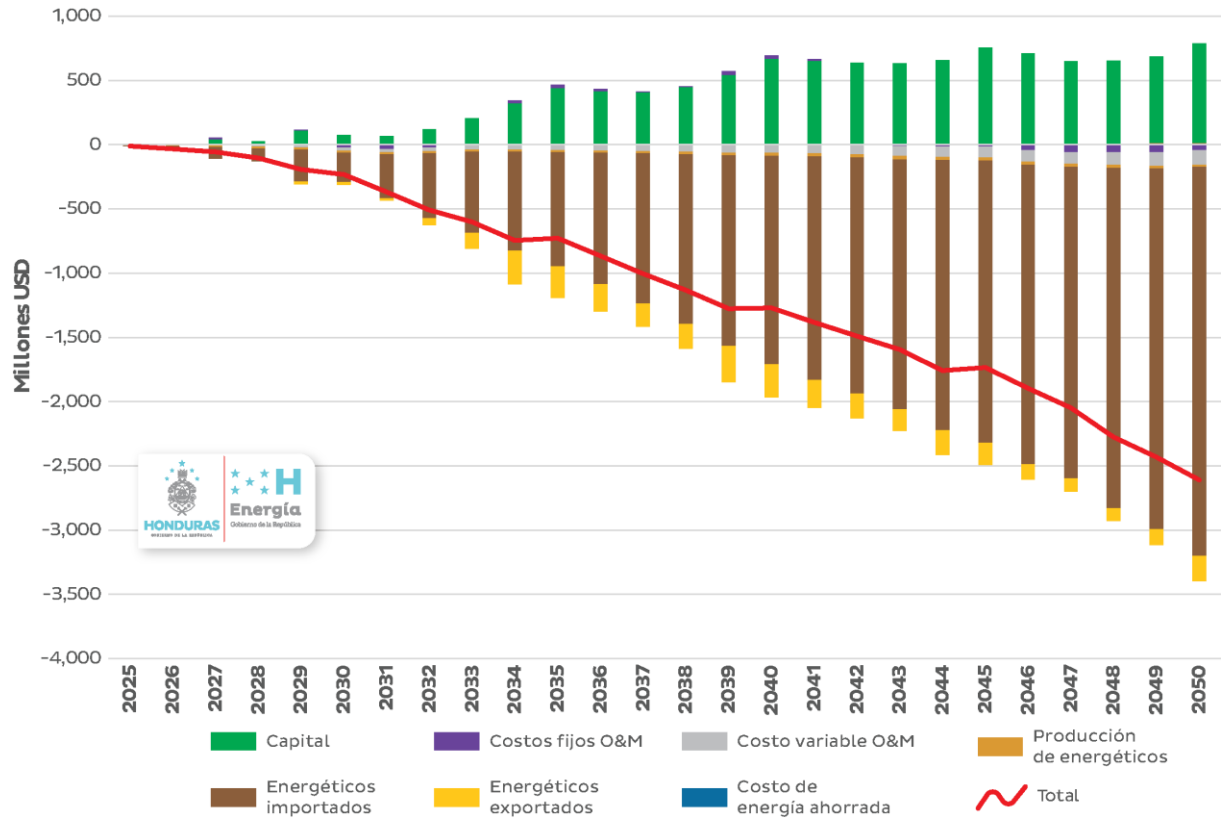
II demuestra que una transición energética moderada, basada en una mayor participación de fuentes renovables y gas natural, puede generar un balance económico positivo y fortalecer la sostenibilidad financiera del sistema energético nacional (Figura 61).

Figura 61: Costo – beneficio escenario alternativo II vs. Tendencial (valores descontados al 2025)



Ahora, al ver el costo beneficio en términos de costos reales, en la Figura 62 se observa que el escenario alternativo II presenta una evolución más equilibrada a lo largo del periodo analizado. Aunque las inversiones iniciales son mayores en comparación con el escenario tendencial, especialmente durante la primera década, el perfil de costos totales tiende a estabilizarse progresivamente gracias a la reducción sostenida de gastos operativos y de importación de combustibles. En contraste, el escenario tendencial muestra un incremento continuo de los costos asociado a la alta dependencia de fuentes fósiles y la volatilidad de precios internacionales. Este comportamiento reafirma que el escenario alternativo II, aun con una senda de inversión más gradual que el alternativo I, ofrece una trayectoria económica más eficiente y menos expuesta a riesgos externos, consolidándose como una alternativa viable para avanzar hacia un modelo energético más competitivo y sostenible a largo plazo.

Figura 62: Costo – beneficio escenario alternativo II vs. Tendencial (valores corrientes)



VII. CONCLUSIONES

El ejercicio de Prospectiva Energética 2025–2050 constituye una herramienta estratégica para orientar la planificación y toma de decisiones del sector energético nacional. A partir del modelado realizado en el software LEAP, se integró la evolución histórica de la demanda y oferta con proyecciones consistentes que reflejan las tendencias actuales del país, permitiendo evaluar los impactos de distintas rutas de desarrollo bajo criterios técnicos, económicos y ambientales. El diagnóstico inicial evidenció una alta dependencia de los combustibles fósiles, particularmente en el subsector transporte y generación térmica, así como un crecimiento sostenido de la demanda asociado a la expansión económica y demográfica. Estos factores plantean retos significativos en sostenibilidad, seguridad energética y cumplimiento de metas climáticas, reforzando la necesidad de avanzar hacia una matriz más diversificada y resiliente.

Los escenarios prospectivos desarrollados —tendencial, alternativo I y alternativo II— exploraron diferentes trayectorias del sistema energético. El escenario tendencial refleja la continuidad de los patrones actuales, con un incremento sostenido de las emisiones y alta exposición a la volatilidad de precios de combustibles fósiles. En contraste, los escenarios alternativos incorporan medidas de eficiencia, diversificación tecnológica, electrificación y mayor participación de renovables, mostrando reducciones sustanciales en emisiones y un uso más racional de los recursos energéticos.

Desde la perspectiva económica, el escenario alternativo I se consolida como la opción más costo-efectiva a largo plazo. Los resultados del análisis de costos descontados al 2025, con una tasa del 10 %, muestran un ahorro neto acumulado de 6,400 millones USD entre 2025 y 2050, sustentado en menores costos de combustibles, beneficios por exportación eléctrica y una inversión incremental de 3,500 millones USD. Este balance confirma que la transición energética genera beneficios económicos netos, fortalece la seguridad del suministro y contribuye a la mitigación del cambio climático, reafirmando la importancia de invertir hoy para garantizar un desarrollo sostenible y competitivo en el futuro.

En términos estructurales, los resultados reflejan la importancia de fortalecer la coordinación entre inversión pública y privada. El sector público es clave para impulsar infraestructura, investigación, desarrollo y marcos regulatorios, mientras que el sector privado desempeña un rol central en la ejecución de proyectos de generación y modernización tecnológica. Finalmente, este ejercicio de prospectiva reafirma la necesidad de contar con un instrumento dinámico de planificación energética, que se actualice periódicamente para incorporar cambios tecnológicos, económicos y ambientales. La información generada contribuye a la formulación de políticas públicas más coherentes, resilientes y sostenibles, orientadas a conducir a los tomadores de decisiones para que se garantice la seguridad energética y el cumplimiento de los compromisos ambientales del país a mediano y largo plazo.

ANEXOS

La actualización de la Prospectiva Energética fue desarrollada bajo el liderazgo de la Secretaría de Energía (SEN), a través de la Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES), entidad responsable de la coordinación técnica y la metodológica del proceso junto con el apoyo técnico de Fundación Bariloche. Este trabajo se llevó a cabo mediante un enfoque ampliamente participativo, que permitió la colaboración activa de diversas instituciones públicas y actores clave del sector energético nacional.

Dentro de la SEN, se contó con el valioso acompañamiento técnico de la Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética (DGEREE), la Dirección General de Electricidad y Mercado (DGEM) y la Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles (DGHB), lo que permitió garantizar la coherencia institucional y la adecuada integración de las distintas áreas del sector energético. Asimismo, se recibió el apoyo técnico de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de sus gerencias de generación, transmisión y distribución, así como de las unidades de planificación, gestión de pérdidas y la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD). También participó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), cuya labor técnica y regulatoria resulta fundamental para el diseño y funcionamiento del marco normativo del subsector eléctrico.

De igual forma, se incorporaron aportes del Banco Central de Honduras (BCH) en materia de proyecciones macroeconómicas, del Instituto Nacional de Estadística (INE) en cuanto a información socioeconómica y demográfica, de la Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH) en el ámbito académico y de investigación, y de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) en lo referente a la sostenibilidad ambiental y la gestión climática.

En conjunto, esta amplia representación interinstitucional permitió construir una prospectiva energética integral, técnica y consensuada, que refleja la visión de país impulsada por la SEN a través de la DNPEPES, articulando los esfuerzos del sector energético con las dimensiones económica, ambiental y social del desarrollo sostenible.

Se presentan a continuación imágenes que recogen algunos de los espacios de trabajo desarrollados con las instituciones clave del sector. Estos registros evidencian la interacción interinstitucional, la construcción colectiva y el compromiso de los diferentes actores que contribuyeron al fortalecimiento del proceso de actualización de la prospectiva energética.



BIBLIOGRAFÍA

- Banco Mundial. (2021). *Evaluación de Oportunidades de Mejora de la Eficiencia Energética y la Gestión de la Demanda en Honduras*.
- BCH. (2024a). *Comportamiento de la Economía Hondureña III 2024*.
- BCH. (2024b). *Cuadro Oferta y Utilización (COU)*. <https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/cuentas-nacionales-anuales-base-2000/cuadro-oferta-y-utilizacion>
- BCH. (2024c). *Producto Interno Bruto Anual*. [https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/cuentas-nacionales-anuales-base-2000/producto-interno-bruto-\(base-2000\)](https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-real/cuentas-nacionales-anuales-base-2000/producto-interno-bruto-(base-2000))
- BCH. (2025). *Banco Central de Honduras*. <https://www.bch.hn/>
- Bhattacharyya, S. C. (2011). Energy economics: Concepts, issues, markets and governance. In *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Springer London. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1>
- CND. (2025). *Centro Nacional de Despacho*. <https://cnd.enee.hn/nuestra-empresa/>
- CND, C. N. de D. (2024). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación*.
- CNE, C. N. de E. de C. (2025). *Informe de costos de tecnologías de generación 2025*.
- COMIECO, C. de M. de I. E. (2023a). *RTCA productos eléctricos, acondicionadores de aire tipo dividido descarga libre y sin ductos de aire*.
- COMIECO, C. de M. de I. E. (2023b). *RTCA productos eléctricos, acondicionadores de aire tipo dividido invertir, con flujo de refrigerante variable descarga libre y sin ductos de aire*.
- COMIECO, C. de M. de I. E. (2023c). *RTCA productos eléctricos, refrigeradores y congeladores electrodomésticos*.
- COMIECO, C. de M. de I. E. (2024). *RTCA productos de petróleo, gasolina superior*.
- Cooperación Alemana. (2023). *Análisis del potencial solar térmico en Honduras*.
- CREE. (2025). *Comisión Reguladora de Energía Eléctrica*. <https://www.cree.gob.hn/quienes-somos/>
- CRIE, C. R. de I. E. (2025). *Tasa de descuento regional*.
- EIA, U. S. E. I. A. (2024). *Perspectivas energéticas anuales 2050*. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php
- ENEE. (2025). *Empresa Nacional de Energía Eléctrica*. <https://www.enee.hn/sobre-nosotros>

- FB, F. B., & SEN, S. de E. (2019). *Prospectiva Energética de Honduras 2017-2038*.
- Gobierno de la República de Honduras. (2010). *Visión país*.
- INE. (2013a). *Proyecciones anuales de población 2013-2030*.
- INE. (2013b). *Proyecciones anuales de población rural 2013-2030*.
- INE. (2013c). *Proyecciones anuales de población urbana 2013-2030*.
- INE. (2013d). *Proyecciones quinquenales de población 2030-2050*.
- INE. (2024). *Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples (EPHPM)*.
<https://ine.gob.hn/EncuestaHogares.html>
- INE. (2025). *Instituto Nacional de Estadísticas*. <https://www.ine.gob.hn/>
- Instituto de la Propiedad. (2024). *Parque Vehicular*.
- IPCC. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Combustión estacionaria*.
- IRENA, A. I. de E. R. (2022). *Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: Hacia una transición energética regional*. www.irena.org
- IRENA, I. R. E. A. (2025). *Renewable Power Generation Costs 2024*. www.irena.org
- La Gaceta. (2017). *Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017 Creación de la SEN*.
- MiAmbiente+, S. de R. N. y A. (2021). *Contribución Nacional Determinada (NDC)*.
- Naciones Unidas. (2018). *La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe*. www.issuu.com/publicacionescepal/stacks
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2017). *Manual de Planificación Energética* (2da Edición).
- Secretaría de Energía, & Organización Latinoamericana de Energía. (2025). *Sistema de Información Energética de Honduras - SieHonduras*. <https://siehonduras.olade.org/>
- SEI. (2025). *LEAP (Low Emissions Analysis Platform)*.
<https://leap.sei.org/default.asp?action=introduction>
- SEN. (2024a). *Balance Energético Nacional 2023*. <https://sen.hn/balance-energetico-nacional/>
- SEN. (2025). *Secretaría de Energía*. <https://sen.hn/mision/>
- SEN, S. de E. (2021). *Hoja de ruta 2050*.
- SEN, S. de E. (2023a). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica de Honduras*.

SEN, S. de E. (2023b). *Política de acceso universal a la electricidad para Honduras (PAUEH)*.

SEN, S. de E. (2024b). *Ley para el uso racional y eficiente de la energía en Honduras*.

SERNA. (2024). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) 2016-2020*.

SPE, S. de P. E. (2022). *Prioridades de Gobierno*.

United Nations. Statistical Division. (2016a). *International recommendations for energy statistics (IRES)*.

United Nations. Statistical Division. (2016b). *International recommendations for energy statistics (IRES)*.