

Informe Final - Actualización de la Prospectiva Energética de Honduras 2022-2050

Diciembre 2024

El presente informe ha sido desarrollado por Fundación Bariloche como parte del proceso de consultoría para la actualización de la prospectiva energética de Honduras, proyecto liderado por la Secretaría de Energía de Honduras (SEN) a través de la Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial (DNPEPES) con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). El contenido del presente documento es responsabilidad exclusiva de la SEN y no refleja, necesariamente, la postura de PNUD y AECID.

Autoridades Nacionales

Iris Xiomara Castro Sarmiento

Presidenta de la República de Honduras

Ing. Erick Tejada Carbajal

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 Nacional

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

Equipo de Trabajo Fundación Bariloche

Ing. Francisco Lallana

Lic. Gustavo Nadal

Ing. Nicolás Di Sbroiavacca

Lic. Aliosha Behnisch

Ing. Ignacio Sagardoy

Agradecimientos

Se extiende un agradecimiento especial a todas las entidades gubernamentales y demás instituciones que proporcionaron los datos necesarios para poder elaborar el presente documento.

El presente trabajo fue desarrollado con el apoyo internacional de:



Contenido

Resumen Ejecutivo	5
1. Metodología	6
1.1. Características Generales y Estructura del modelo	6
1.2. Año Base y serie histórica	7
1.3. Escenario Socioeconómico.....	7
1.4. Estructura de los escenarios energéticos modelados.....	9
1.5. Modelado de la Demanda Final	11
1.5.1 Sector Residencial.....	12
1.5.2 Sector Transporte	13
1.5.3 Sector Industria	14
1.5.3 Sector Comercial, Servicios y Público	15
1.5.4 Sector Agropecuario	15
1.5.5 Sector No Energético	16
1.6. Modelado de la Transformación.....	16
1.7. Costos.....	19
1.8. Emisiones	20
1.9. Indicadores.....	20
2. Resultados y Discusión	22
2.1 General.....	22
2.2 Demanda final	23
2.2.1 Residencial.....	28
2.2.2 Comercial, Servicios y Público	34
2.2.3 Industria.....	38
2.2.4 Transporte	41
2.3 Oferta Energética - Sector Eléctrico.....	51
2.4 Oferta energética - Planta de regasificación.....	58
2.5 Recursos energéticos	60
2.6 Emisiones	62
2.7 Indicadores.....	66
2.8 Comparación escenarios BAU y PIEG V.....	69

2. Conclusiones.....	71
3. Referencias	73
Anexo 1. Glosario de indicadores	75
Anexo 2. Precios de los combustibles para generación (USD/Millón de BTU).....	77

Resumen Ejecutivo

Este proyecto consta de dos etapas. En este documento se presentan los resultados de la primera etapa, la cual tuvo como objetivo general la puesta a punto de un modelo LEAP¹ que sirva como herramienta de base para la Actualización de la Prospectiva Energética de Honduras 2022-2050. A continuación, se describe la metodología, las principales salidas del modelo y los archivos auxiliares para la modelización prospectiva de un escenario Base (no oficial pero basado en supuestos tomados de documentos oficiales, así como los evaluados de acuerdo con tendencias históricas) que ha servido para probar y poner a punto las capacidades del modelo. Este escenario Base es un escenario tentativo que podrá ser modificado durante la segunda etapa del proyecto, la cual se enfocará en la discusión colectiva, programación y análisis de diversos escenarios de política energética.

Esta iniciativa busca crear un modelo completo y actualizado del sistema energético hondureño, sobre el cual puedan, especificarse, modelizarse y cuantificarse diferentes escenarios que incluyan acciones de gestión de la demanda, sustitución y penetración de nuevos combustibles y tecnologías, políticas de eficiencia energética, diversificación de la generación eléctrica y sustitución de recursos energéticos primarios. A partir de dichos escenarios se intenta cuantificar requerimientos, emisiones de gases de efecto invernadero, costos, así como diversos indicadores de caracterización y cumplimiento de metas de los escenarios. Adicionalmente, el proyecto busca crear capacidades en el personal técnico de la Secretaría de Energía de incorporación más reciente en el manejo de la herramienta de prospectiva LEAP y simultáneamente coadyuvar en la reedición de una instancia de planificación y evaluación de políticas energéticas interinstitucional y participativa sobre la base de una herramienta actualizada y transparente.

Los antecedentes del trabajo se remontan a proyectos de capacitación y asistencia técnica desarrollados por Fundación Bariloche, así como a modelizaciones previas realizadas con la plataforma LEAP. Desde el año 2013 se realizaron diversos proyectos en conjunto con funcionarios del país, apoyando estudios específicos tal como el de “Impacto potencial del ingreso de Patuca III en el sistema energético”, pero también contribuyendo a la creación y especialización de capacidades locales. Desde la institucionalización de la Secretaría de Energía como ente rector de la planificación energética el vínculo ha sido fluido y productivo con la Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial, contando con el valioso apoyo brindado por el Programa de la Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), conformándose en un valioso antecedente de la presente propuesta.

Tanto los nuevos desafíos que presenta el contexto internacional, la evolución de las herramientas de análisis prospectivo y en menor medida la dinámica de la Dirección, revelan la importancia de la actualización de los análisis de escenarios futuros complejizando el abordaje y fortaleciendo los equipos técnicos.

¹ LEAP, Heaps, C.G., 2022. *LEAP: The Low Emissions Analysis Platform*. [Software version: 2024.1.1.9] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://leap.sei.org>

1. Metodología

1.1. Características Generales y Estructura del modelo

Se construyó un modelo energético de Honduras que incluye un escenario base de prueba y puesta a punto de las capacidades de la herramienta modelística LEAP. Este modelo de prueba incluye un único escenario base que está compuesto por un escenario socioeconómico, un único escenario de demanda final de energía que incluye diversas medidas de eficiencia energética, y un escenario base de expansión eléctrica traccionado por la búsqueda de garantía de abastecimiento de mínimo costo, sujeto a un escenario de precios de los combustibles y costos de infraestructura.

El modelo de prospectiva 2022-2050 de Honduras está programado utilizando el software LEAP2024, herramienta que recientemente ha experimentado importantes actualizaciones. El modelado desarrollado presenta una proyección al año 2050 de la demanda y oferta energética, de las emisiones y los costos para un Escenario Base, e incluye datos energéticos y de emisiones históricos (2010-2022). El escenario Base contiene hipótesis correspondientes a medidas de eficiencia energética y de mitigación para diversos sectores.

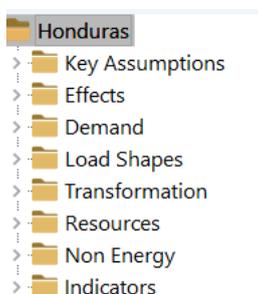
Adicionalmente, el Escenario Base incluye una expansión eléctrica basada en un escenario auxiliar de optimización de la oferta total energética, el cual ayuda a definir las incorporaciones más convenientes de plantas de generación eléctrica y de regasificación con base en costos de capital, OyM y de combustible. Dichas incorporaciones luego pueden ser tenidas en cuenta para ser incorporadas como capacidad exógena en el Escenario Base. Adicionalmente, se incluye un escenario alternativo de expansión eléctrica consistente con el PIEG 2024-2033 (Plan de Expansión V).

El modelo también incluye la carpeta “Non-Energy”, donde se han cargado las emisiones de las categorías principales no energéticas correspondientes al Segundo Informe Bienal de Actualización (BUR-2) y el Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2016-2020 de Honduras. De esta forma, el área LEAP permite reproducir en forma adecuada y completa las emisiones por sector y gas y proyectar las mismas hacia el futuro en función de diversas hipótesis para los drivers de cada categoría principal del inventario.

Por último, el modelo incorpora una serie de indicadores que permiten hacer un seguimiento de diversos resultados que no vienen programados por defecto dentro del software LEAP (intensidades energéticas, índice de renovabilidad de la oferta eléctrica, emisiones per cápita, tasa de electrificación del transporte, etc.), de mucha utilidad para el análisis y comparación entre escenarios.

La información del modelo está organizada en las diversas carpetas que se muestran en la Figura 1.

Figura 1. Estructura General del modelo LEAP de Honduras 2022-2050



Fuente: Elaboración propia

1.2. Año Base y serie histórica

El modelo LEAP de Honduras incluye la serie histórica 2010-2022 de datos energéticos por sector de demanda final de energía y por fuente, reflejando año a año las cifras de los Balances Nacionales de Energía. Estos datos se incluyen dentro del modelo a fin de poder visualizar las proyecciones de diversas variables en el contexto de su evolución histórica, por ejemplo, de las intensidades energéticas. Ello sirve, entre otras cosas, para verificar que un determinado escenario tenga el comportamiento que se intenta reflejar. El año base 2022 ha sido el punto de referencia del presente estudio en virtud de la consistencia y la disponibilidad de los datos, asegurando que el análisis sea coherente, comprensible y útil.

Varios de los sectores de demanda final poseen una apertura por uso energético (Residencial, Comercial Servicios y Público, Industria no especificada).

1.3. Escenario Socioeconómico

A continuación, se realiza una descripción y fundamentación del escenario socioeconómico empleado en el estudio de Prospectiva Energética. Este escenario se sustenta en prospectivas socioeconómicas realizadas por diferentes dependencias del Gobierno de Honduras, en especial el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) y el Banco Central de Honduras (BCH).

En esta ocasión, para la confección de la prospectiva económica se empleó el modelo macroeconómico “Adaptable Macroeconomic Extension for Sustainability Analysis”² (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).

² <https://www.sei.org/tools/ames-simulation-model-sustainability-analysis/>

Para la confección del escenario demográfico se procedió a actualizar las proyecciones demográficas realizadas en la prospectiva anterior del año 2019 (con año base 2017), recurriendo nuevamente a la información provista por el INE. Para el período comprendido entre el año base 2022 y 2030, se utilizaron las proyecciones anuales de Población Total, Urbana y Rural del INE al año 2030. Luego, para el período 2031-2050, se tomaron los valores de Población Total de las proyecciones quinquenales del INE, proponiendo una caída del 0.6% anual en la participación de la población rural, en línea con las tendencias propuestas en las proyecciones a 2030. En cuanto a la prospectiva de Hogares e Integrantes por Hogar, estos se tomaron de la Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples (EPHMP), proponiéndose una evolución de la cantidad de hogares en función de la cantidad de personas por hogar como variable de control, para la cual se propone una caída de 1.7%a.a. en los hogares rurales, llegando a 2.5 integrantes por hogar en 2050 y 0.6%a.a. en los urbanos, llegando 3.09 integrantes por hogar en 2050.

Tabla 1. Prospectiva de Población y Hogares

Variable	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Población Total (en miles)	9,598	10,040	10,767	11,464	12,121	12,734	13,300
Población Urbana (en miles)	5,318	5,618	6,112	6,655	7,187	7,704	8,202
Población Rural (en miles)	4,280	4,421	4,655	4,809	4,934	5,030	5,098
Hogares Totales (en miles)	2,514	2,718	3,077	3,457	3,855	4,269	4,697
Hogares Urbanos (en miles)	1,453	1,566	1,755	1,970	2,192	2,422	2,657
Hogares Rurales (en miles)	1,061	1,152	1,321	1,488	1,663	1,847	2,039
Integrantes por Hogar	3.82	3.69	3.50	3.32	3.14	2.98	2.83
Integrantes por Hogar Urbano	3.66	3.59	3.48	3.38	3.28	3.18	3.09
Integrantes por Hogar Rural	4.03	3.84	3.52	3.23	2.97	2.72	2.50

Fuente: elaboración propia

Para la elaboración del escenario económico, como fue mencionado anteriormente, se recurrió al modelo AMES. Este modelo consiste en un modelo macroeconómico de economía abierta con rasgos estructuralistas y heterodoxos, así como aspectos de equilibrio general en cuanto a su mecanismo. Este modelo funciona de forma acoplada al modelo energético LEAP, proveyendo los drivers habituales de niveles de actividad económica para el modelo energético e incorporando los costos de inversión energética, permitiendo reflejar el impacto de ésta en la estructura económica.

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 Banco Central de Honduras (BCH) para el año 2022, en concordancia con el año base propuesto en el modelo energético.

Este modelo, y en consecuencia el COU, se adaptaron a las necesidades particulares del modelo energético desarrollado en esta instancia. En función de eso se procedió a agregar el COU, originalmente desagregado en 17 sectores y 54 productos, en 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 de VAB para los siguientes 5 sectores; 1) Industria Manufacturera, 2) Minas y Canteras, 3) Construcción, 4) Agricultura, Ganadería y Pesca, y 5) Comercial y Servicios.

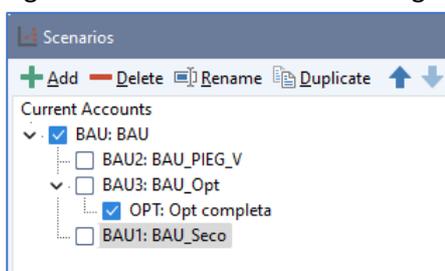
En cuanto a la evolución propuesta para el Producto Bruto Interno de 2023 hacia 2050, se utilizó el programa Model Independent Parameter Estimation & Uncertainty Analysis (PEST)³, para realizar una calibración de los principales parámetros del modelo económico de forma de alcanzar una trayectoria del PBI cercana a las proyecciones oficiales presentadas en el Marco Macrofiscal de mediano plazo de carácter tendencial, elaborado por el BCH y el Ministerio de Finanzas de Honduras. Estas proyecciones alcanzan hasta el año 2044, con una tasa anual acumulativa cercana al 4.1%⁴, de forma que el modelo se calibró para extender los valores promedios entre los años 2029 y 2044.

Estas proyecciones conforman, de esta manera, el escenario económico tendencial. Luego, el acoplamiento de los modelos AMES y LEAP, permite capturar los impactos económicos de los diferentes escenarios energéticos que se planteen. Este vínculo se establece a través de la incorporación de los volúmenes de inversión energética calculados en el modelo LEAP, al modelo AMES. Con base en esta información, el modelo AMES, basándose en el COU, computa los sectores económicos a traccionar con base en la demanda de inversión energética, modificándose en consecuencia el Valor Agregado y el PBI, generando un nuevo conjunto de drivers económicos para el modelo LEAP.

1.4. Estructura de los escenarios energéticos modelados

La versión actual del modelo presenta un árbol de escenarios que se vinculan entre sí con diferentes motivaciones. Algunos de éstos serán visiones alternativas de trayectorias para ser contrastadas mientras que otros son sólo escenarios auxiliares que sirven para calibrar algunos parámetros del escenario Base. En la figura 2, a continuación, se presenta el árbol actual de escenarios.

Figura 2. Árbol de escenarios energéticos



Fuente: Elaboración propia

³ <https://pesthhomepage.org/>

⁴ Aún sujeto a revisiones en procesos de calibración aún pendientes

Como puede apreciarse, todos los escenarios se desprenden del escenario Base (BAU), ya que todos los escenarios están basados en éste, heredando todas las hipótesis del mismo (hasta que no sea interrumpida la herencia al especificar alguna modificación en la evolución de alguna variable). En la siguiente fase del proyecto se incluirán escenarios adicionales en los que se modificarán variables específicas caracterizando así medidas particulares que serán contrastadas con el escenario Base. El árbol actual de escenarios sólo contiene escenarios con cambios en algunas variables de oferta energética (transformación) y sirven para terminar de definir al escenario Base, tal como se describirá a continuación.

El escenario Base es aquel donde están todas las hipótesis que se visualizan para la tendencia actual del sistema energético hondureño, incluyendo acciones en curso y decisiones ya definidas. Este escenario incluye la disminución de intensidades energéticas acordes a la natural renovación por reemplazo de artefactos de consumo energético, disminución por medidas de eficiencia energética y también la tendencia histórica de sustitución entre energéticos presente en los balances energéticos. El escenario Base servirá entonces como línea de comparación para el análisis de futuros escenarios de política energética.

Adicionalmente, se visualizan en el árbol de escenarios dos de ellos denominados "Opt". Dichos escenarios están contruidos para calcular una optimización ya sea sólo del sector eléctrico (la primera de ellas) como de todo el sistema energético. La diferencia entre ambas es la realimentación producida por la generación de electricidad sobre las inversiones necesarias para la regasificación en caso de importar GNL y las inflexibilidades relacionadas con la escala de la planta necesaria. Esto distingue al escenario de optimización completa del escenario BAU_Opt, que sólo mira el módulo de generación, donde la decisión sobre la planta de regasificación debe tomarse independientemente. Esos análisis son complementarios y sirven para luego conformar el escenario BAU de forma exógena al modelo (modo simulación) a partir de dichos análisis.

Existe también un escenario auxiliar denominado BAU Seco, creado para visualizar el efecto de tener que realizar, en cualquiera de los años de la proyección, un despacho eléctrico sujeto a una condición de baja hidraulicidad. Este escenario es utilizado para definir/calibrar el margen de reserva que el sistema eléctrico tomará como restricción ya que la proyección de BAU se realiza con hidraulicidad media, pero la potencia instalada garantizaría cubrir una situación de baja disponibilidad del recurso en cualquier año de la proyección. Como el margen de reserva que se calcula como necesario para cumplir dicho requerimiento luego se impone sobre el escenario BAU se tiene certeza de dicho cumplimiento.

Finalmente, se encuentra modelado un escenario denominado BAU_PIEG_V. En el mismo se incluye exógenamente la propuesta de expansión resultante del escenario V del Plan Indicativo de la Generación. Los resultados de este escenario permiten visualizar su impacto en el contexto de la prospectiva en LEAP (enmarcarlo en un balance energético, por ejemplo), pero también permite comparar dicho escenario eléctrico con el propuesto en el BAU.

Se espera que en la segunda fase del proyecto el árbol de escenarios se multiplique, acorde a la diversidad de situaciones que pretendan ser analizadas representando las visiones de política energética que surjan de la planificación participativa la Secretaría de Energía está previendo.

1.5. Modelado de la Demanda Final

El escenario Base incluye la implementación de una serie de medidas de eficiencia energética y sustitución entre fuentes energéticas en los sectores de demanda final de energía, algunas de las cuales ya se han puesto en marcha. Dichas medidas resultan en procesos de sustitución entre fuentes energéticas, tecnologías y entre modos de transporte, entre otros. Asimismo, el escenario Base incluye una serie de transformaciones que son producto del incremento de producto bruto interno per cápita, tales como una mayor tasa de motorización y una mayor saturación de ciertos usos energéticos en el sector residencial.

Las transformaciones o medidas más relevantes incluidas en el escenario Base se listan en la Tabla 2.

Tabla 2. Principales medidas incorporadas en el escenario Base

#	Sector / Uso o Subsector	Medida	Cambio al 2050 (% del sector/uso o fuente)
			BAU
1	Residencial / Entretenimiento	Ahorro en Standby power	2%
2	Residencial / Refrigeración	Ahorro con Refrigeradoras eficientes	10%
3	Residencial / Iluminación	Ahorro con Lámparas eficientes	25%
4	Residencial / Cocción	Sustitución entre estufa a leña y a leña mejorada	25% de la saturación de leña
5	Residencial / Cocción	Sustitución entre leña y GLP	10% de la saturación de leña
6	Residencial / Acondicionamiento de Ambientes / AC	Incremento de la penetración de aire acondicionado en los hogares	100% de la saturación del año base
7	Residencial / Acondicionamiento de Ambientes / AC	Incremento de la intensidad energética	Crece como la tasa del PBI/hab
8	CSyP / Iluminación	Ahorro con Lámparas eficientes	25%
9	CSyP / Alumbrado	Ahorro con Lámparas eficientes	12%
10	CSyP / Motores	Ahorro con Motores eficientes	4%
11	CSyP / Aire acondicionado	Ahorro con Aire acondicionado eficiente	25%
12	CSyP / Otros	Mejora genérica de eficiencia	20%
13	Industria no especificada / Fuerza motriz	Ahorro con Motores eficientes	8%
14	Industria no especificada / Otros usos	Mejora genérica de eficiencia	8%
15	Industria no especificada / Otros usos	Introducción de biogas por Fuel Oil	10% del FO
16	Industria no especificada / Otros usos	Introducción de solar por GLP	10% del GLP
17	Agricultura, silvicultura y pesca	Reducción de la intensidad energética	20%
18	Transporte carretero	Reducción de la intensidad energética	10%
19	Transporte carretero	Introducción de vehículos EE (autos, camionetas, autobuses, motos)	16.3% de los pas.km de gasolina a EE (15% del parque)
20	Transporte carretero	Cambio modal de vehículo particular a autobus	20% de los pas.km de autos a buses
21	Transporte carretero	Penetración de auto particular en detrimento de bus	90% de incremento en los pas.km de autos
22	Transporte carretero	Introducción de bioetanol	10% de mezcla en volumen
23	Transporte carretero	Introducción de biodiesel	10% de mezcla en volumen

Fuente: Elaboración propia

Estas y eventualmente otras medidas serán modeladas en sucesivos escenarios energéticos (segunda etapa del proyecto) cuyos resultados energéticos, ambientales y de costos podrán ser contrastados entre sí.

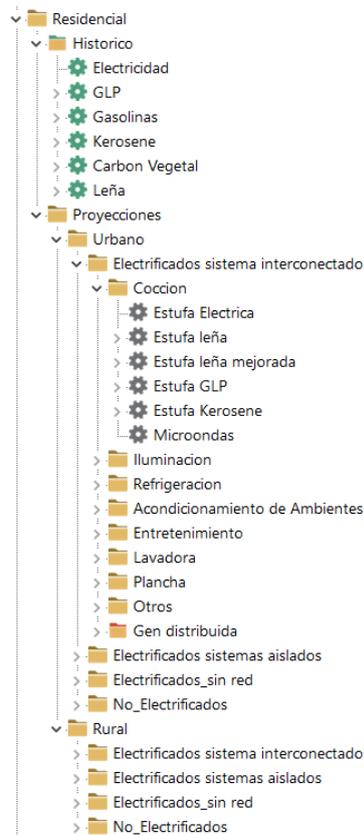
La demanda eléctrica de los sectores de demanda final tiene asociada una curva de carga por uso/tecnología (variable "Load Shape" a nivel de cada uso de cada sector final). Esto permite reconstruir la curva de carga eléctrica del sistema desde abajo hacia arriba. El dato de la curva de carga del sistema para el año 2022 es utilizado para calibrar las curvas de carga por uso, ajustando principalmente la forma de las curvas correspondientes a los usos menos definidos en términos de distribución horaria de la demanda (e.g. Otros).

Los usos finales de energía se modelan mediante el producto de intensidades energéticas por uso y tecnología por niveles de actividad (hogares, pas.km, ton.km o valor agregado, dependiendo del sector). La excepción está dada por el uso generación distribuida ("Gen distribuida"), que se presenta como un consumo negativo de electricidad y se modela como el producto de una capacidad solar instalada en MW por un factor de capacidad promedio anual.

1.5.1 Sector Residencial

Este sector se modela en base a datos de actividad (hogares, a partir de información del INE), intensidades energéticas por uso y por fuente, y penetración tecnológica en los diversos grupos de hogares en los cuales se clasifica el sector residencial. Las intensidades energéticas surgen de estudios previos y son coherentes con los niveles adoptados regionalmente para las diversas tecnologías. Los niveles de penetración o saturación tecnológica se basan en encuestas del INE.

Figura 3. Estructura del sector Residencial



Fuente: Elaboración propia

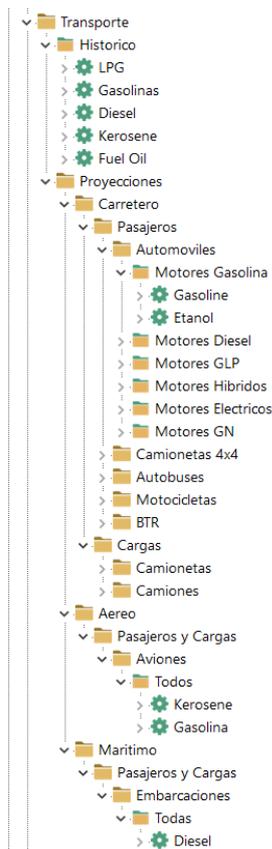
La carpeta que modela el sector residencial está abierta en Urbano y Rural y dentro de cada uno de estos subsectores hay una apertura de los hogares por tipo de suministro eléctrico (Sistema interconectado, sistemas aislados, electrificados sin red, no electrificados). A su vez, cada sistema de suministro eléctrico está abierto en usos (Cocción, Refrigeración, Iluminación, etc.) y finalmente existe una apertura por tecnología/fuente.

La demanda de energía se calcula como producto entre una variable explicativa o controlador e intensidades energéticas. El nivel de actividad que se usa como driver es la cantidad de hogares, especificado en la variable “Activity Level”. Las intensidades energéticas se especifican en términos de energía final (“Final Energy Intensity”).

1.5.2 Sector Transporte

Este sector se modela con base en datos de actividad (pasajeros x km y toneladas x km) e intensidades energéticas por tecnología y por fuente. A su vez, los datos de actividad se construyen a partir de datos del parque vehicular, el recorrido medio y la ocupación o carga media. Las intensidades energéticas surgen de estudios previos y son coherentes con los niveles adoptados internacionalmente para las diversas tecnologías.

Figura 4. Estructura del sector Transporte



Fuente: Elaboración propia

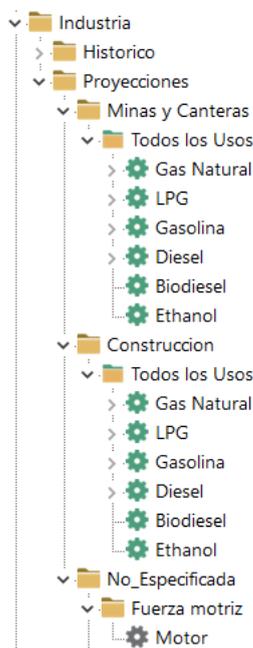
El sector transporte se organiza por modo de transporte (Carretero, Aéreo, Marítimo) y al interior de Carretero en Pasajeros y Cargas. Estos a su vez se abren por medio de transporte, tecnología de motor y fuente.

La variable explicativa para el transporte de Pasajeros son los Pasajeros.km y en el caso de Cargas las Toneladas.km. La estructura del parque por tipo de motor para el año base responde a los datos suministrados por Instituto Nacional de Estadísticas (INE) en base a datos del Instituto de la Propiedad. La evolución de todas estas variables puede ser modificada en los escenarios.

1.5.3 Sector Industria

El sector industrial presenta una desagregación por subsector que refleja el Balance Energético Nacional: Minas y Canteras, Construcción e Industria no Especificada. Esta última representa la mayor parte del consumo industrial. Minas y Canteras y Construcción poseen una apertura por fuente, en tanto que industria no especificada se desagrega por uso y por fuente.

Figura 5. Estructura del sector Industria



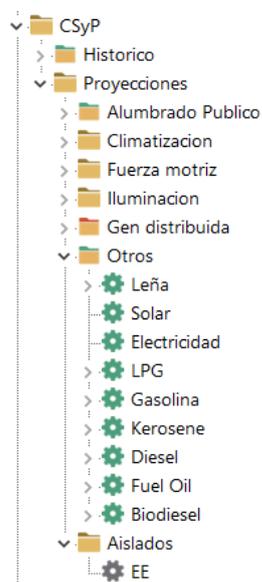
Fuente: elaboración propia

La demanda de energía se calcula como producto entre el valor agregado de cada subsector y las respectivas intensidades energéticas.

1.5.3 Sector Comercial, Servicios y Público

Este sector se modela con base en datos a las intensidades energéticas por uso y por fuente, y penetración tecnológica en el sector. La demanda de energía se calcula como producto entre el valor agregado comercial y la intensidad energética por uso. La excepción es el uso “Alumbrado Público”, cuya variable explicativa son los hogares.

Figura 6. Estructura del sector CSyP



Fuente: elaboración propia

1.5.4 Sector Agropecuario

Este sector refleja la apertura por fuente del Balance Energético Nacional. No se realiza una mayor desagregación debido a que se trata de un sector poco significativo desde el punto de la demanda final de energía y de las emisiones energéticas asociadas al mismo (e.g. combustión en maquinaria agrícola). Se debe aclarar que las emisiones no energéticas asociadas al sector agropecuario se consignan dentro de la carpeta “Non energy” del modelo LEAP y no a nivel de la rama “Agricultura Silvicultura y Pesca”.

1.5.5 Sector No Energético

Este sector refleja la apertura por fuente del Balance Energético Nacional. Corresponde al consumo de productos como son los lubricantes, utilizados por la industria energética pero no como fuente energética. No debe ser confundida esta rama con la carpeta “Non Energy” del modelo, donde se consignan las emisiones de los sectores no energéticos del inventario nacional (Agricultura, Ganadería, Cambio en el uso del suelo y silvicultura, Procesos Industriales, Desechos).

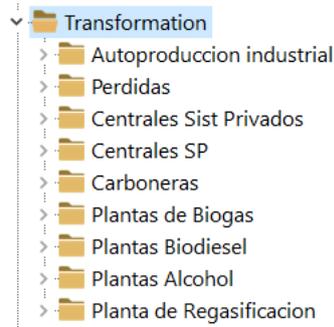
1.6. Modelado de la Transformación

Los principales módulos de transformación representados dentro del modelo, en lo que respecta al análisis de escenarios, son el de generación eléctrica en servicio público y la planta de regasificación de GNL, son éstos los módulos representados con mayor detalle. La racionalidad subyacente radica en que la estrategia de evolución eléctrica, que a su vez retroalimenta los requerimientos de regasificación, los convierte en uno de los componentes principales del análisis costo-beneficio entre escenarios. Por otro lado, las situaciones relativas a la indisponibilidad hidroeléctrica de un escenario de baja hidraulicidad (modelado en un escenario para tal fin) es relevante y requiere mayor detalle de representación del subsector eléctrico. En este contexto el desempeño del módulo de regasificación también será de interés.

Asimismo, se incorporan al modelo módulos de autoproducción industrial de electricidad, pérdidas de electricidad en Transmisión y Distribución (TyD), producción de electricidad para los sistemas aislados y plantas de producción de combustibles derivados de la biomasa, completando todos los procesos de transformación de la energía reflejado en el BEN.

Si bien en la fase actual de proyecto se tiene por objetivo la construcción de un modelo que refleje un escenario Base, la programación realizada también incluye escenarios auxiliares: un escenario de expansión eléctrica consistente con el PIEG 2024-2033 Escenario V, un escenario de optimización en base a costos y restricciones varias y un escenario de baja hidraulicidad para aproximar el margen de reserva requerido por el sistema eléctrico. En cuanto al escenario de optimización, el mismo se emplea como guía para realizar la expansión del sistema público de generación, escenario que eventualmente será de interés para comparar con lo analizado en el PIEG. En el caso de la planta de regasificación, el escenario optimizado se utiliza para decidir entre cuatro alternativas tecnológicas (o eventualmente ninguna de ellas), tal como se detallará más adelante.

Figura 7. Estructura del sector transformación del modelo LEAP Honduras



Fuente: elaboración propia

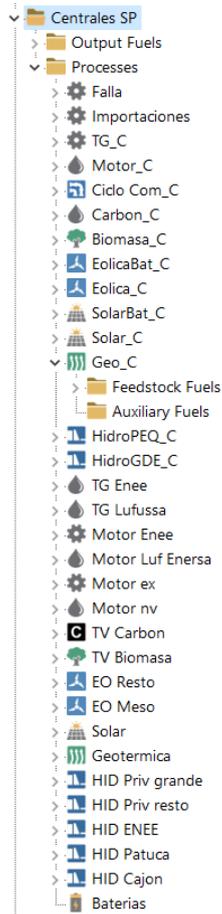
El módulo de generación eléctrica de servicio público es el más complejo de los subsistemas representados en Transformación, tanto por la variedad de procesos involucrados como por la cantidad de variables que es necesario especificar para su correcto funcionamiento.

La expansión del sistema público de generación sigue los lineamientos generales de los planes indicativos de expansión publicados por el Centro Nacional de Despacho (incorporaciones y retiros decididos, así como plantas candidatas) y los complementa con el resultado de un escenario optimizado, el cual es replicado en modo simulación en el escenario Base.

Los procesos especificados dentro del modelo en general reflejan agrupamientos de tipos de centrales y en algunos casos particulares centrales individuales.

Finalmente, cada uno de los procesos tiene definido o asociado un costo de inversión, de operación y mantenimiento (OyM) y de combustible que se utilizan para realizar la optimización y también la evaluación costo-beneficio comparativa entre escenarios. El escenario de costos de la infraestructura de generación y de precios de los combustibles toma como referencia los utilizados en el PIEG 2024-2033 (ver Anexo 2 del presente documento).

Figura 8. Estructura del módulo de generación eléctrica Servicio Público



Fuente: elaboración propia

El módulo de regasificación de gas natural licuado plantea cuatro procesos alternativos de tal forma que el escenario de optimización pueda decidir en base a los costos de cada uno de procesos cual es el más conveniente para incorporar. En la Figura 9 se puede ver el listado de los procesos considerados: 1) planta FSRU propia nueva (Floating Storage Regasification Unit); 2) FSRU propia reacondicionada; 3) FSRU arrendada; 4) Almacenamiento flotante y regasificación en tierra. Estas opciones son las analizadas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación PIEG 2022–2031, publicado por el Operador del Sistema. En base a lo indicado en dicho plan, se incorporó al modelo una planta de regasificación con una capacidad de 2.25 MTPA.

La planta de regasificación abastecerá las centrales eléctricas de servicio público que utilizarán gas natural, tanto ciclos combinados como turbogas.

Figura 9. Estructura del módulo de regasificación de GNL



Fuente: elaboración propia

Por último, el módulo de pérdidas refleja las pérdidas eléctricas técnicas del sistema de transmisión y distribución. Por la naturaleza de las pérdidas no técnicas, éstas fueron asignadas a cada uno de los sectores de demanda final de energía, proporcionalmente a su demanda de electricidad. Esto deberá tomarse en cuenta al comparar las cifras de demanda final de electricidad del modelo del año 2022 contra las cifras del balance nacional de energía, ya que los totales por sector no coincidirán debido a lo anteriormente expresado.

1.7. Costos

El modelo incluye diversos datos de costos a nivel de la oferta energética (generación de electricidad de Servicio Público y planta de Regasificación), necesarios para correr el escenario de optimización y eventualmente para realizar una evaluación comparativa de tipo costo/beneficio de los escenarios.

Se han incorporado costos de inversión y OyM a nivel de los módulos de generación eléctrica Servicio Público y de la planta de regasificación, y también costos de combustibles y electricidad⁵. Asimismo, como parte de la evaluación económica, se especifica una tasa de descuento (10%) y una vida útil que el modelo utiliza para anualizar las inversiones en infraestructura. La tasa de descuento puede ser un parámetro importante para realizar un análisis de sensibilidad. No se han incluido en el modelo costos a nivel de las tecnologías de demanda final de energía, que forman parte de procesos de sustitución y/o saturación.

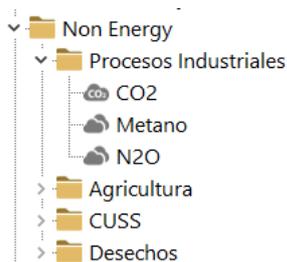
⁵ PIEG 2024-2033, PIEG 2022-2031

1.8. Emisiones

El modelo calcula las emisiones energéticas asociadas a cada una de las ramas en las cuales está desagregado el mismo. Para ello se han cargado en la “Technology Database” los factores de emisión que permiten reconstruir las emisiones energéticas históricas de Honduras reflejadas en el Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2016-2020 de Honduras.

Las emisiones no energéticas históricas y proyectadas por gas (CO₂, CH₄, N₂O) y por sector (Procesos industriales, Agricultura, CUSS, Desechos) se pueden encontrar en la carpeta “Non Energy” (Figura 10). Estas emisiones históricas fueron tomadas de la serie de inventarios de emisiones disponibles para Honduras, en tanto que su proyección se realiza con tasas que respetan aproximadamente la tendencia histórica. La inclusión de las emisiones de los sectores no energéticos dentro del modelo LEAP es opcional, completa junto al sector energía el total de las emisiones correspondientes al inventario nacional de gases de efecto invernadero y sirve para evaluar el cumplimiento de metas generales de reducción de emisiones a nivel país.

Figura 10. Estructura General del modelo LEAP de Honduras

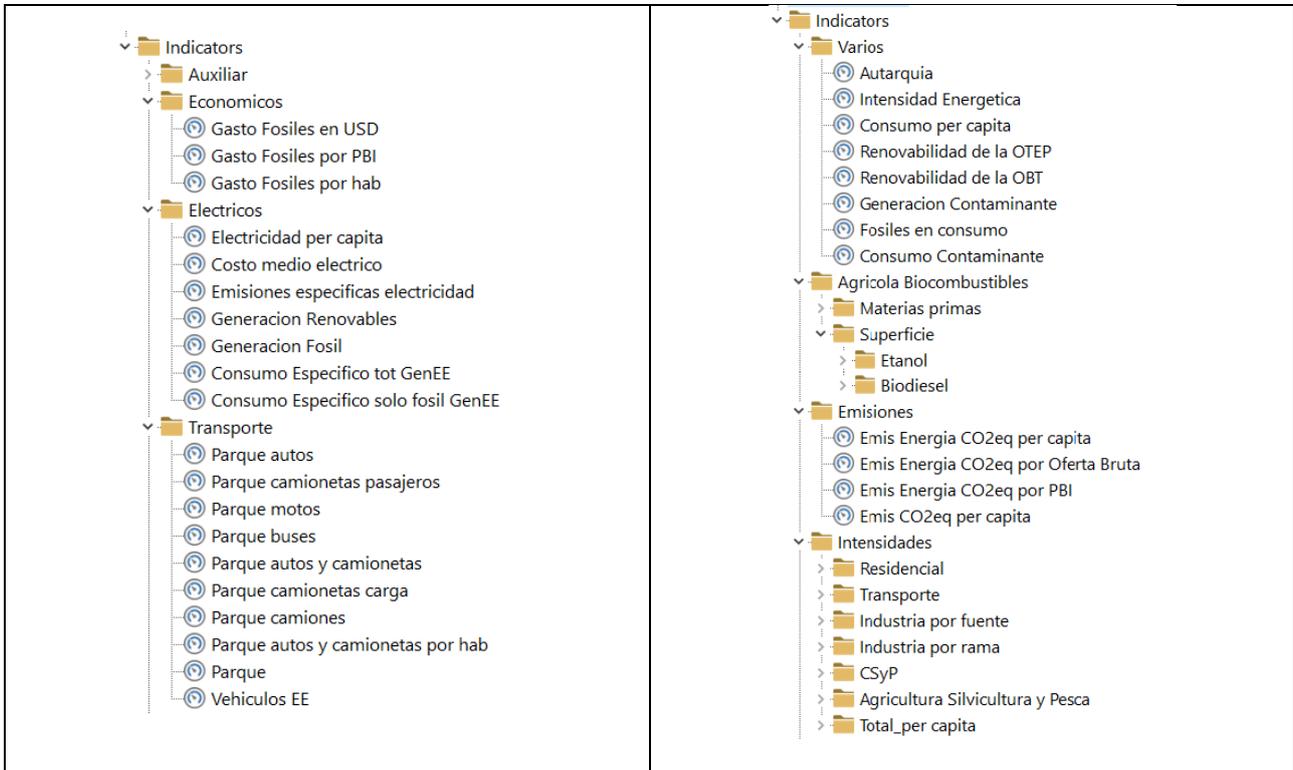


Fuente: Elaboración propia

1.9. Indicadores

La herramienta de indicadores del modelo LEAP permite cuantificar todos aquellos resultados que son de interés pero que no vienen por defecto incorporados/calculados por el modelo. En el caso específico del modelo prospectivo de Honduras, los indicadores incluyen una estimación del costo medio eléctrico, el índice de renovabilidad de la generación eléctrica, la reconstrucción del parque vehicular por tipo de vehículo, la estimación de la cantidad de estufas mejoradas instaladas, las intensidades energéticas por sector y fuente energética, y la superficie requerida para la producción de los biocombustibles demandados en transporte, entre otros indicadores (Figura 11).

Figura 11. Indicadores incluidos en el modelo LEAP de Honduras⁶



Fuente: Elaboración propia

⁶ Ver Anexo 1. Glosario de Indicadores

2. Resultados y Discusión

Todos los resultados que se presentan a continuación corresponden al escenario Base (BAU). El escenario base es un escenario de prueba de las capacidades del modelo y está basado en diversas hipótesis extraídas de documentos oficiales y otras propuestas por el equipo de trabajo. Las hipótesis que conforman este escenario podrán ser modificadas durante la segunda etapa del proyecto para dar lugar al aporte de los diversos organismos involucrados en la construcción de la prospectiva energética.

2.1 General

La Tabla 3 presenta la evolución de las principales variables explicativas del modelo LEAP, las cuales se utilizan para proyectar la demanda de energía de los diversos sectores socioeconómicos. Estos valores están basados en escenarios oficiales para cada una de estas variables. En este ejercicio se adopta el mismo conjunto de valores para todos los escenarios energéticos, pudiendo el mismo ser modificado en futuros ejercicios de prospectiva.

Tabla 3. Evolución de las principales variables explicativas del modelo LEAP Honduras

Variable explicativa	2010	2015	2022	2030	2040	2050	Tasa 2010-2022	Tasa 2022-2050
Poblacion (millones de personas)	7.9052	8.5765	9.5977	10.767	12.121	13.3	1.6%	1.2%
Hogares (miles de hogares)	1763.9	1948.4	2514	3076.9	3855.1	4696.6	3.0%	2.3%
Hogares urbanos (miles de hogares)	856.54	1101.6	1452.6	1755.5	2192.2	2657.2	4.5%	2.2%
Hogares rurales (miles de hogares)	907.31	846.81	1061.4	1321.5	1662.9	2039.4	1.3%	2.4%
PIB (billones USD)	21.345	25.387	31.406	42.836	63.431	95.227	3.3%	4.0%
VA Minas y Canteras (billones USD)	0.2091	0.1381	0.2258	0.3029	0.4361	0.6293	0.6%	3.7%
VA Construccion (billones USD)	1.2775	1.299	1.7021	2.3399	3.456	5.1323	2.4%	4.0%
VA Comercial (billones USD)	3.5022	4.2994	5.8417	7.773	11.301	16.562	4.4%	3.8%
VA Agricultura Ganaderia y Pesca (billones USD)	2.4741	3.1013	3.9174	5.31	7.873	11.796	3.9%	4.0%
VA Industria (billones USD)	3.5297	4.4537	5.0939	7.8689	12.118	19.165	3.1%	4.8%
Pasajeros km carretero (billones ton.km)	20	27.471	37.93	51.734	76.607	115.01	5.5%	4.0%
Toneladas km carretero (billones ton.km)	20	24.25	30.2	41.191	60.995	91.57	3.5%	4.0%

Fuente: elaboración propia

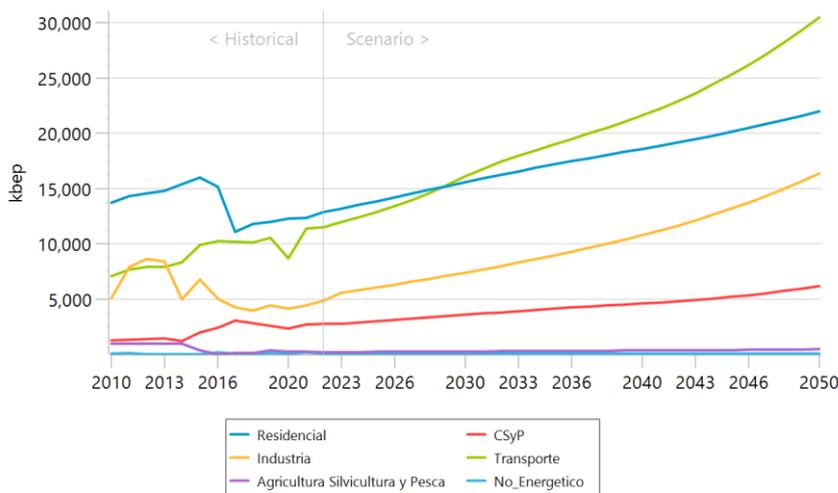
El PBI crece a una tasa del 4% a.a. durante el periodo 2022-2050, superior al promedio histórico 2010-2022 del 3.3% a.a. A su vez, la población crece al 1.2% a.a. y el PBI per cápita al 2.8% a.a. en ese mismo periodo.

2.2 Demanda final

Todos los resultados que se presentan a continuación corresponden al escenario Base (BAU).

La demanda final de energía crece a una tasa del 3% a.a. durante el periodo 2022-2050 (1.13% a.a. en el periodo 2010-2022), partiendo de 32Mbep en 2022 y llegando a 76Mbep en 2050. La mayor demanda tanto actual como futura se presenta en los sectores transporte y residencial, aunque con tasas de crecimiento diferentes (Residencial 1.9% a.a., Transporte 3.5% a.a.). El tercer sector en importancia es la industria, con una tasa de crecimiento del 4% a.a. El crecimiento de la demanda energética está vinculado en términos generales al crecimiento en el número de hogares, el PBI y los valores agregados industrial y de CSyP.

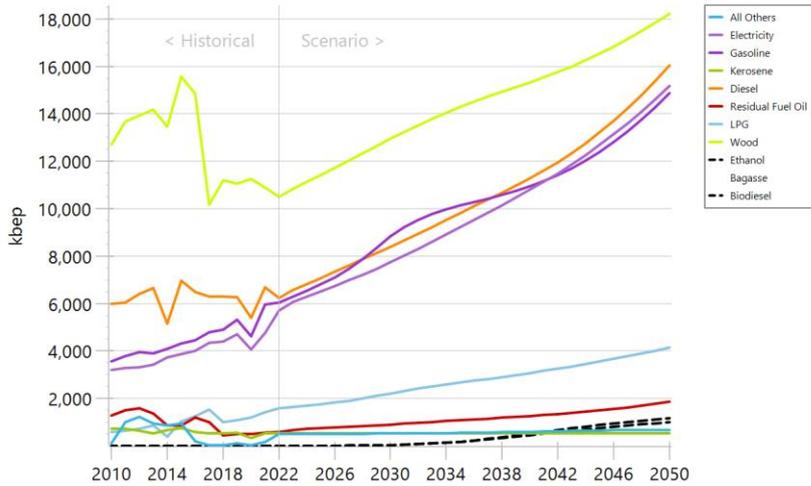
Figura 12. Evolución de la demanda final de energía por sector



Fuente: elaboración propia

Como se observa en la Figura 13, la leña es la fuente con mayor participación en la demanda final de energía tanto actual como futura, dicha participación se reduce del 32% en el 2022 al 24% en el 2050 como producto del crecimiento más dinámico del sector transporte y la demanda asociada de diésel y gasolinas. Le siguen en importancia a la leña el diésel, la gasolina y la electricidad, con participaciones en la demanda relativamente estables en todo el periodo de análisis entre el 18% y el 20%. El GLP es la quinta fuente en importancia con una participación levemente creciente y cercana al 5% de la demanda final de energía.

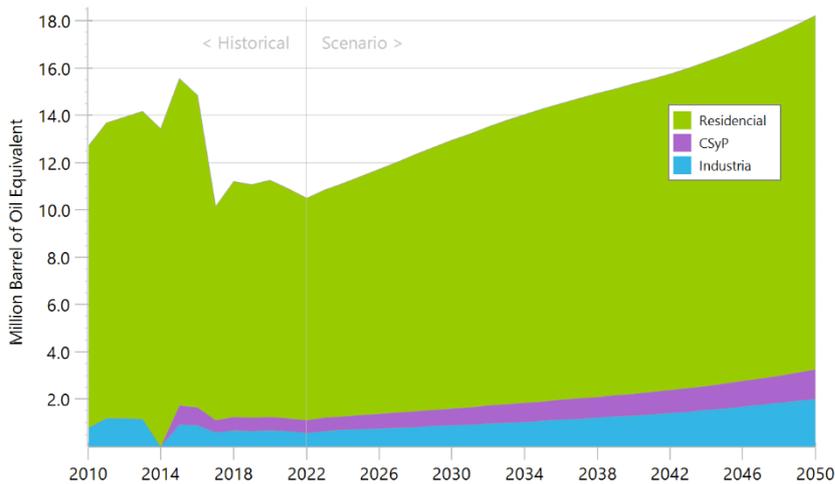
Figura 13. Evolución de la demanda final de energía por fuente



Fuente: elaboración propia

Al evaluar específicamente la demanda de leña en Honduras, se observa que el mayor consumo se registra en el sector residencial, dicho sector representa el 89% de la demanda de leña para el 2022 y se espera que para el 2050 dicho requerimiento se reduzca al 82% asociado a las medidas de penetración de estufas eficientes.

Figura 14. Evolución de la demanda final de leña por sector



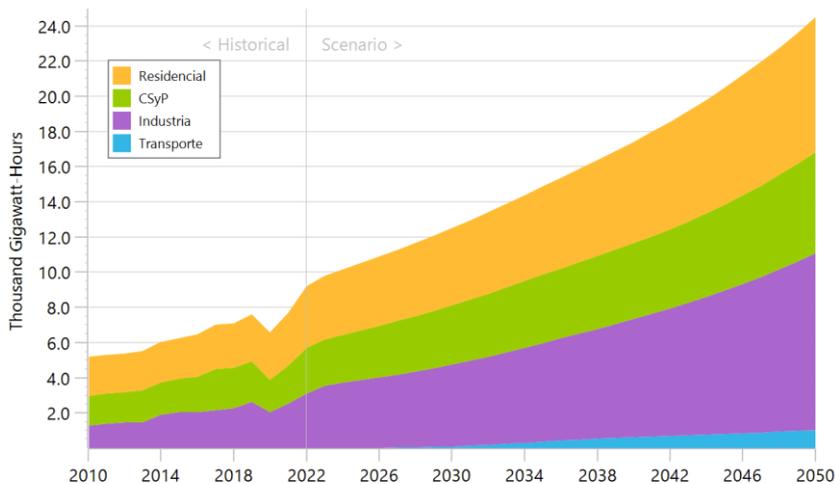
Fuente: elaboración propia

La demanda final de electricidad del sistema interconectado nacional (SIN) crece a una tasa de 3.4% a.a. (2022-2050), traccionada principalmente por la industria, el sector residencial, CSyP y en mucha menor medida el sector transporte.

En el año 2022 la mayor participación en la demanda de electricidad de red corresponde al sector residencial (38%), seguido por industria (34%) y luego CSyP (28%). Esta distribución cambia hacia el año 2050, creciendo la participación de la industria (41%) al punto de volverse más significativa que la correspondiente al sector residencial (31%) y al CSyP (24%), que se reducen. Adicionalmente, aparece una participación, aunque minoritaria, del transporte eléctrico (4%).

A pesar de disminuir la participación de la demanda de electricidad del sector residencial, el escenario base plantea una creciente electrificación de los hogares. Los hogares urbanos no electrificados desaparecen hacia el año 2050, mientras que los hogares rurales no electrificados se reducen del 21% en 2022 al 8% en 2050.

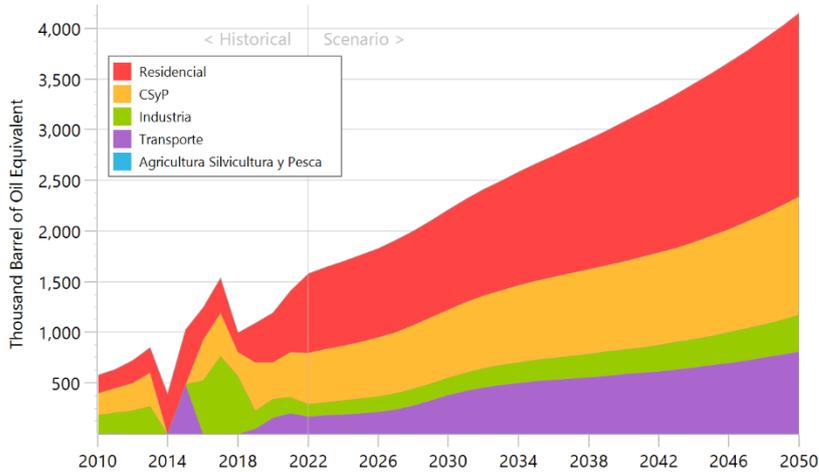
Figura 15. Evolución de la demanda final de electricidad SIN por sector



Fuente: elaboración propia

La demanda final de GLP crece a una tasa del 3.5% a.a. y se debe principalmente a los sectores Residencial, CSyP y Transporte, sin mayores cambios en la estructura por sector a lo largo del tiempo. En el sector residencial el crecimiento de la demanda de GLP se debe a que el escenario base plantea que un 10% de los hogares que utilizan estufas a leña convencionales en el año 2022 las sustituyen por cocinas a GLP.

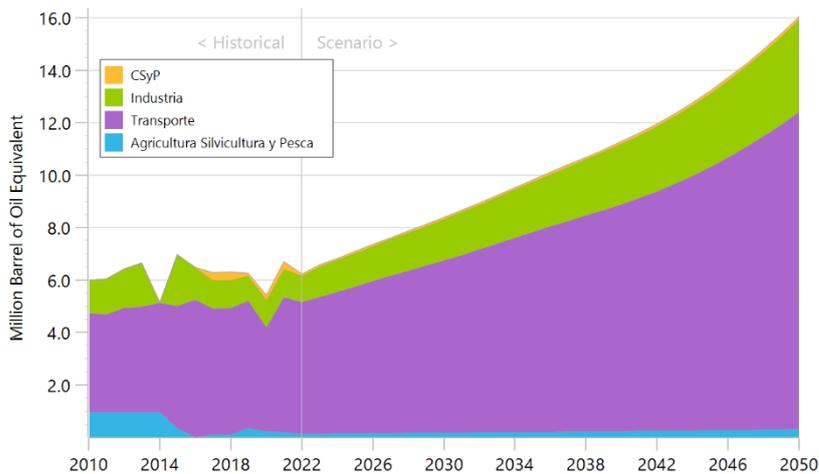
Figura 16. Evolución de la demanda final de GLP por sector



Fuente: elaboración propia

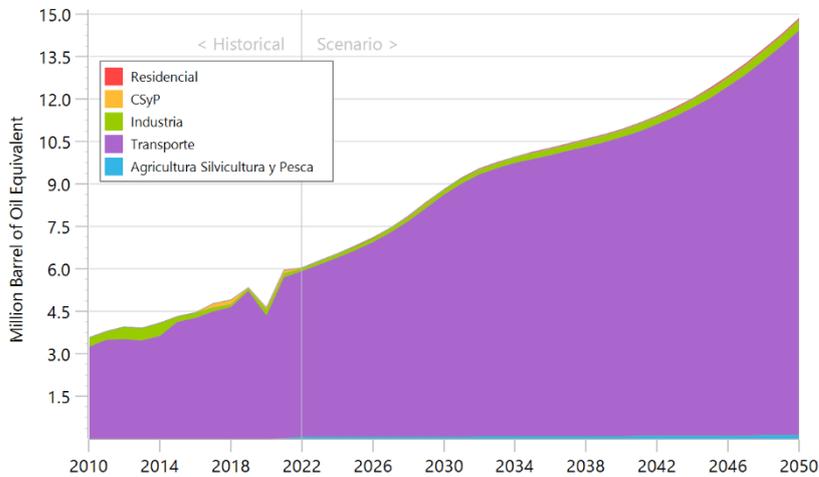
La demanda de diésel y gasolinas crece a una tasa cercana a 3.3% a.a. impulsada principalmente por el sector transporte y en menor medida por la industria. Las gasolinas presentan una evolución temporal que es fruto de la superposición de tres efectos. En el corto plazo un crecimiento más acelerado que es producto del incremento del automóvil particular, el cual luego se modera por una transferencia de pasajeros/kilómetro hacia el transporte público, y finalmente retoma una mayor tasa de crecimiento por el incremento del requerimiento de transporte carretero asociado al aumento poblacional.

Figura 17. Evolución de la demanda final de Diésel por sector



Fuente: elaboración propia

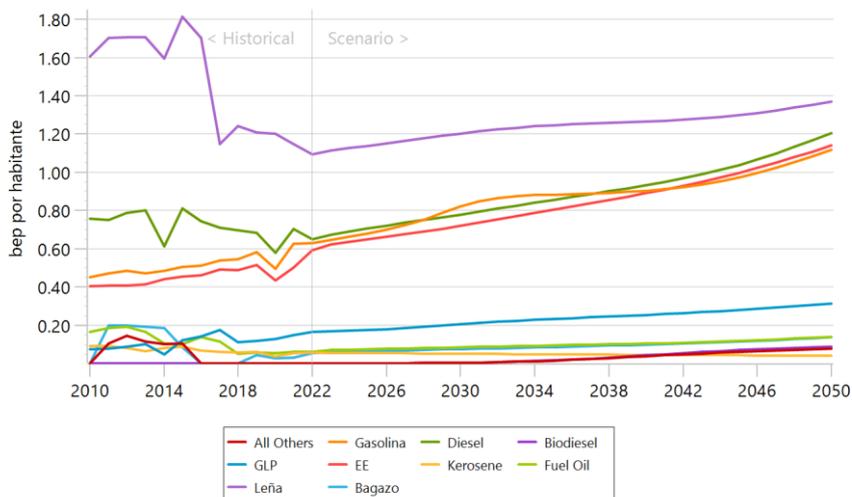
Figura 18. Evolución de la demanda final de Gasolinas por sector



Fuente: elaboración propia

La intensidad energética per cápita crece a una tasa de 1.8% a.a. La leña pierde participación en la demanda y su intensidad crece a un ritmo de 0.8% a.a., inferior al promedio. Dicha intensidad para la leña es en el año base un 80% superior a la de la electricidad, o el diésel o la gasolina, en el año 2050 la diferencia se reduce al 20%, producto de la penetración de la electricidad, el diésel y la gasolina por la acción combinada de la sustitución por estufas mejoradas, la penetración de la electricidad en usos varios del sector residencial, y el significativo crecimiento del transporte.

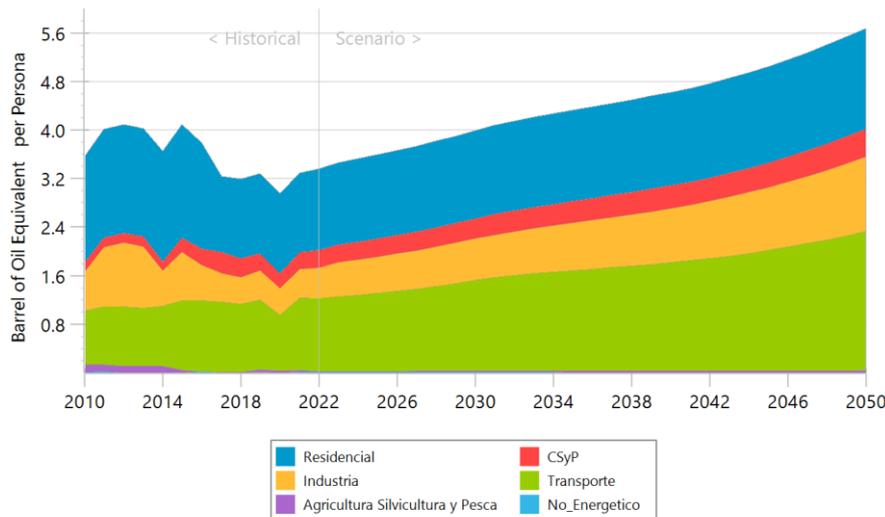
Figura 19. Evolución de la intensidad energética final per cápita por fuente



Fuente: elaboración propia

El transporte y la industria son los sectores que incrementan su participación en la demanda final de energía per cápita, a la vez que el residencial reduce su participación y CSyP la mantiene estable. La participación del transporte se incrementa del 36% en el año 2022 al 40% en el 2050, en tanto que industria hace lo propio entre 15% y 22%. Residencial reduce su participación del 40% en el 2022 al 29% en el 2050 y CSyP permanece estable en torno a un 8%.

Figura 20. Evolución de la intensidad energética final acumulada per cápita

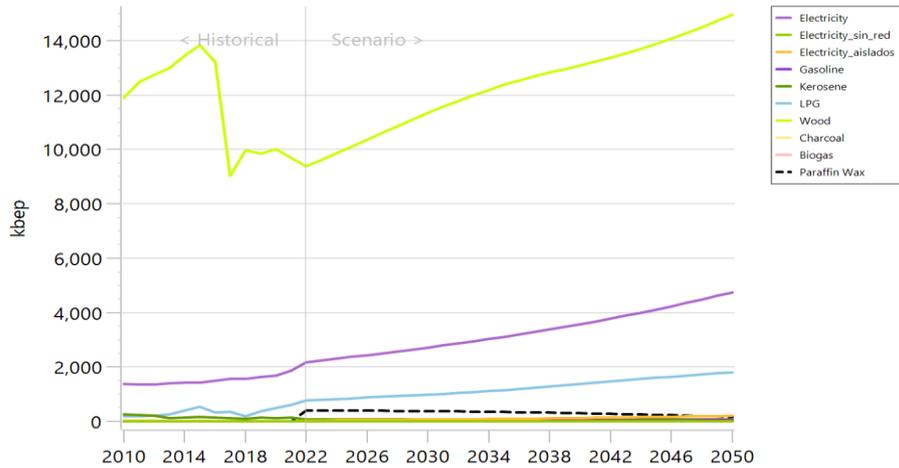


Fuente: elaboración propia

2.2.1 Residencial

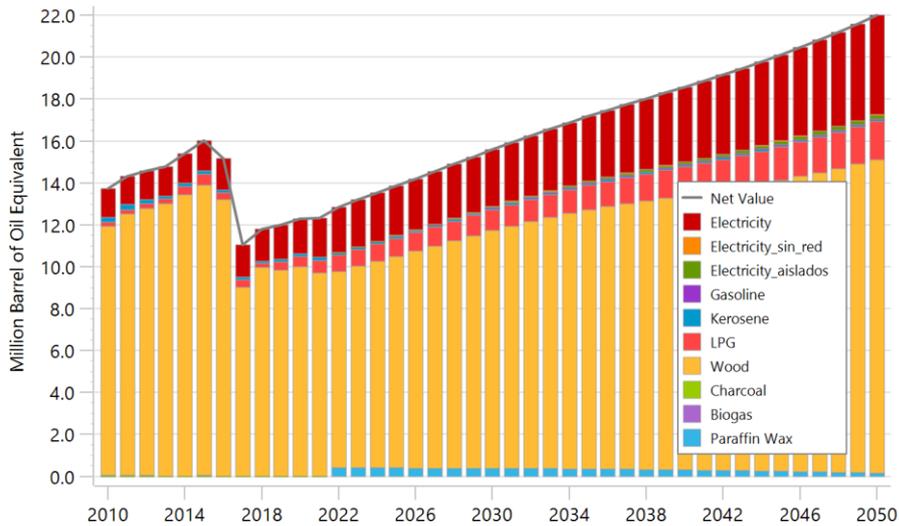
El sector residencial se caracteriza por una demanda energética dominada por la leña para cocción, seguida por la electricidad y el GLP. La leña tiene una disminución del 73% de la demanda total residencial en el año 2022 hasta el 68% en el año 2050. Ello es el resultado de la sustitución por GLP (incrementa su participación del 6% al 8%) y la sustitución por estufas mejoradas a leña.

Figura 21. Evolución de la demanda final de energía residencial por fuente



Fuente: elaboración propia

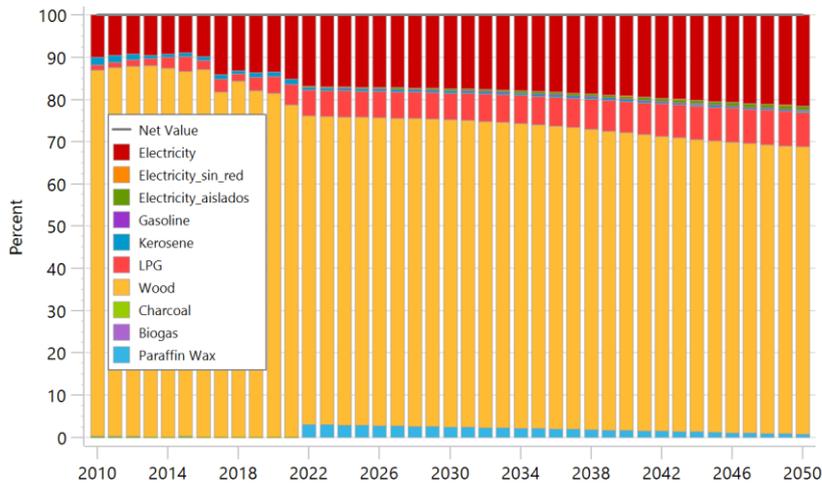
Figura 22. Evolución de la demanda final acumulada de energía residencial por fuente



Fuente: elaboración propia

La electricidad tiene una participación significativa en el sector residencial, creciendo desde el 17% en el año 2022 hasta el 22% en el 2050. El resto de las fuentes tiene una muy baja presencia en el sector residencial.

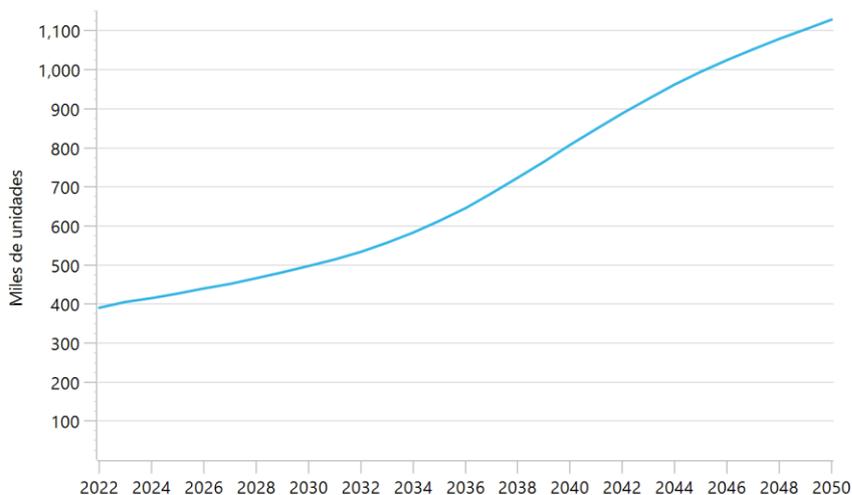
Figura 23. Evolución de la estructura de la demanda final de energía residencial por fuente



Fuente: elaboración propia

El escenario base plantea una penetración de las estufas mejoradas partiendo de una base de 400 mil unidades en el año 2022 hasta alcanzar cerca de 1.1 millón de hogares en el 2050 (asumiendo una estufa por hogar). Esta penetración asume que la participación de las estufas mejoradas en el año 2050 es igual a la del año base más un 25% de la participación que posee la leña convencional en el año 2022. Este parámetro se puede modificar en futuros escenarios.

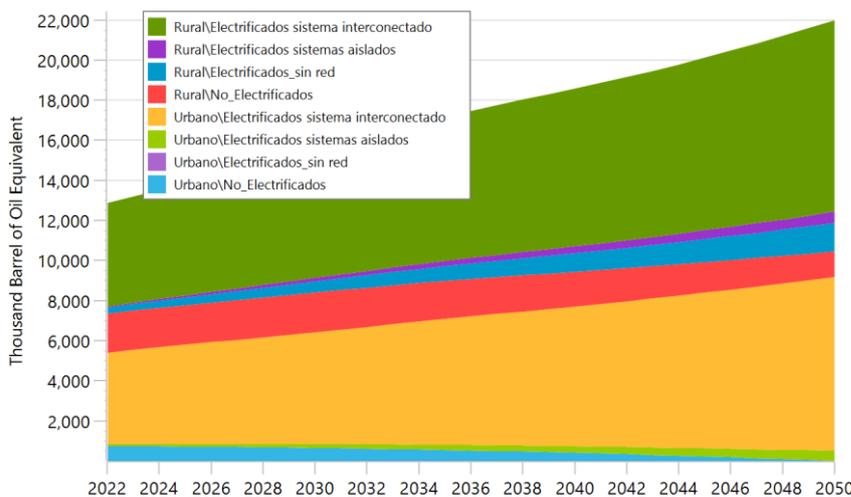
Figura 24. Penetración de estufas mejoradas en el sector residencial



Fuente: elaboración propia

El 76% de la demanda energética total actual (considerando todos los energéticos utilizados en el sector residencial) corresponde a hogares con acceso a electricidad a través del sistema interconectado nacional. Esta demanda se incrementará al 82% en el año 2050. Por otro lado, la demanda de hogares con acceso a electricidad mediante sistemas aislados o proyectos autónomos experimentará un crecimiento, pasando de alrededor del 4% en 2022 al 11% en 2050. En cuanto a los hogares no electrificados, su demanda disminuirá del 21% en 2022 al 6% en 2050, debido a que parte de estos hogares han sido electrificados, ya sea a través del sistema interconectado nacional, sistemas aislados o autónomos.

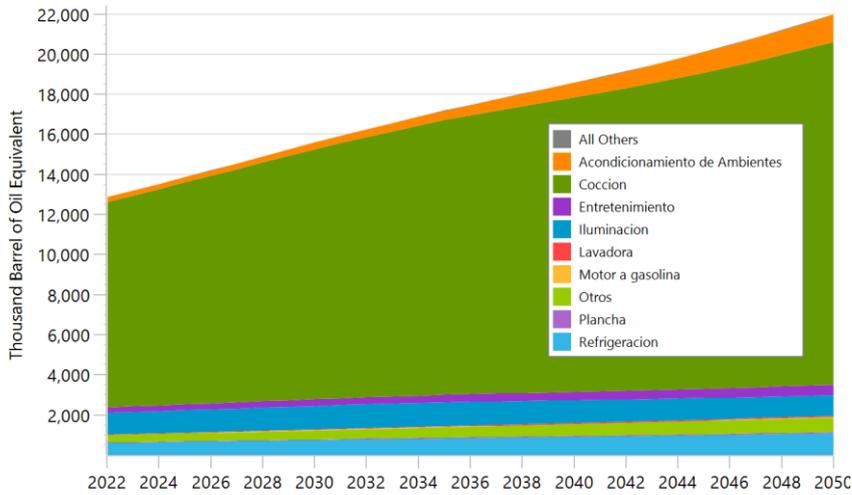
Figura 25. Evolución de la demanda final de energía residencial por subsector



Fuente: elaboración propia

La cocción es el uso predominante en la demanda de energía residencial, reduciéndose su participación levemente desde el 80% al 78% a lo largo del periodo de análisis debido a un crecimiento más dinámico de otros usos (e.g. acondicionamiento de ambientes). Le siguen otros usos con participación mucho menos significativa que la cocción, como la iluminación, la refrigeración de alimentos y a futuro el acondicionamiento de ambientes.

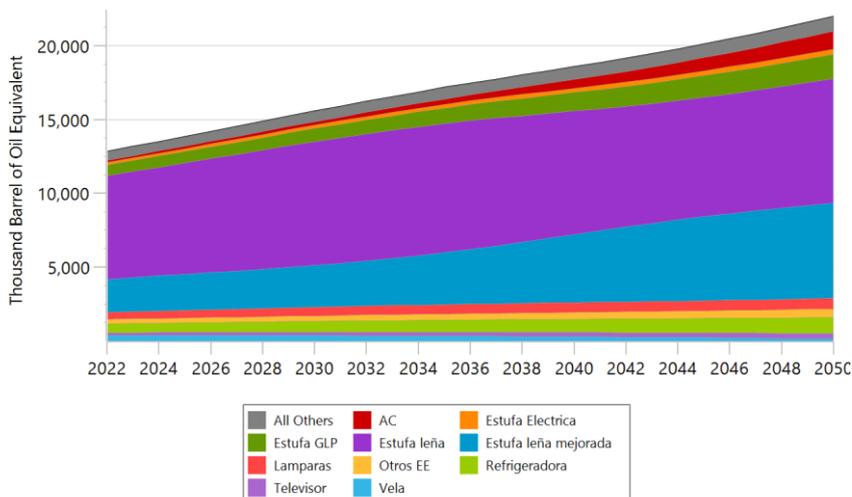
Figura 26. Evolución de la demanda final de energía residencial por uso



Fuente: elaboración propia

En relación con las tecnologías de consumo energético, las predominantes son la cocina a leña y a leña mejorada, con un fuerte proceso de penetración de esta última, por supuesto son tecnologías que reflejan mayor participación debido a la utilización de la leña como energético para su funcionamiento.

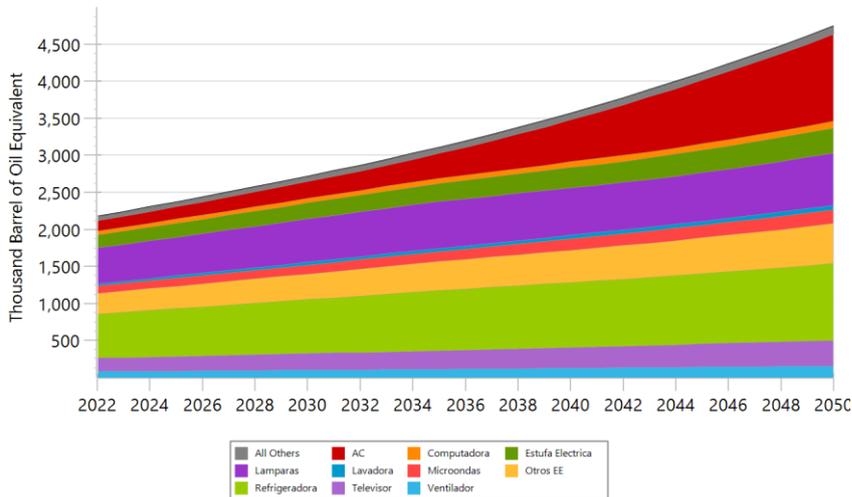
Figura 27. Evolución de la demanda final de energía residencial por tecnología



Fuente: elaboración propia

El análisis de la demanda de electricidad por tecnología revela la hipótesis adoptada de crecimiento de la participación del aire acondicionado, que parte de niveles de saturación por hogar relativamente bajos.

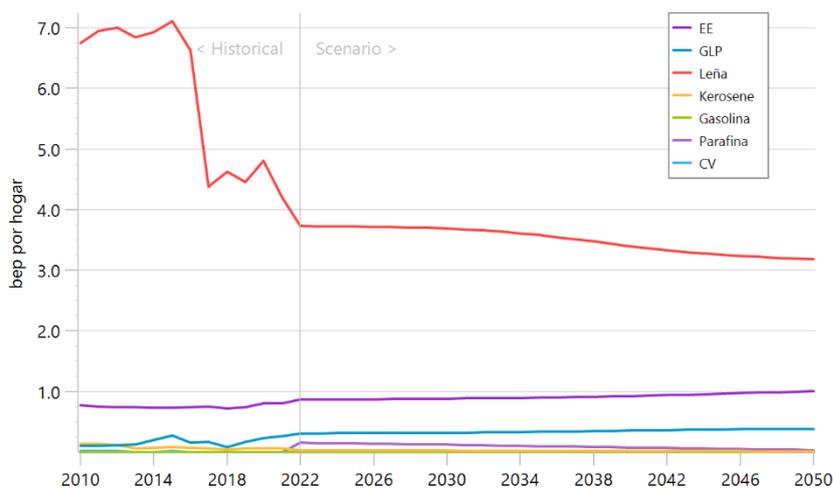
Figura 28. Evolución de la demanda final de electricidad residencial por tecnología



Fuente: elaboración propia

La intensidad energética residencial refleja una reducción de la demanda de leña por hogar a una tasa de aproximadamente del 0.6% a.a. durante el periodo 2022-2050, en cuanto la electricidad y el GLP presentan crecimientos a tasas de 0.6% y 0.8% a.a. correspondientemente, a pesar de que se consideran medidas de eficiencia energética.

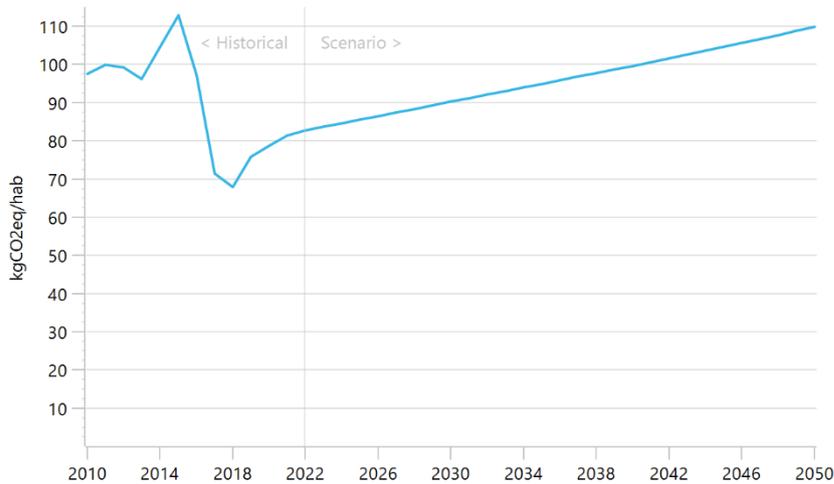
Figura 29. Evolución intensidad energética residencial por fuente



Fuente: elaboración propia

Las emisiones del sector residencial están principalmente asociadas al uso de leña y GLP para la cocción de alimentos. Las emisiones per cápita del sector residencial, crecen a una tasa del 1% a.a durante el periodo 2022-2050, crecimiento principalmente asociado a la mayor participación del GLP para cocción.

Figura 30. Evolución de las emisiones per cápita del sector Residencial

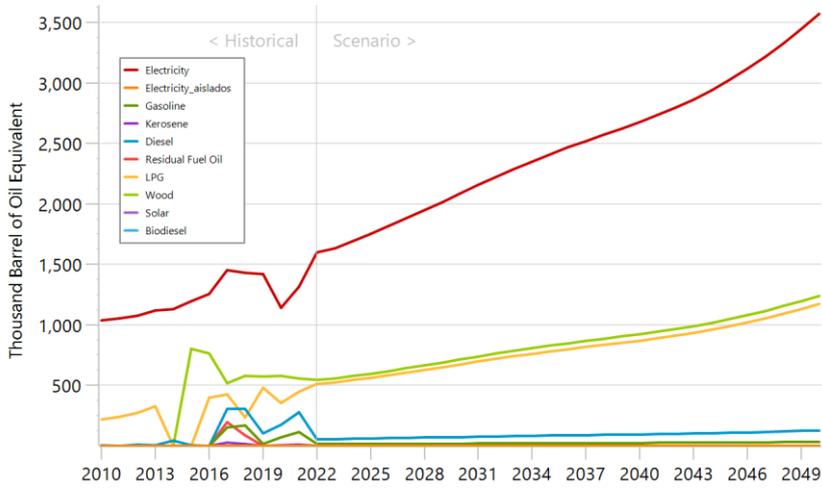


Fuente: elaboración propia

2.2.2 Comercial, Servicios y Público

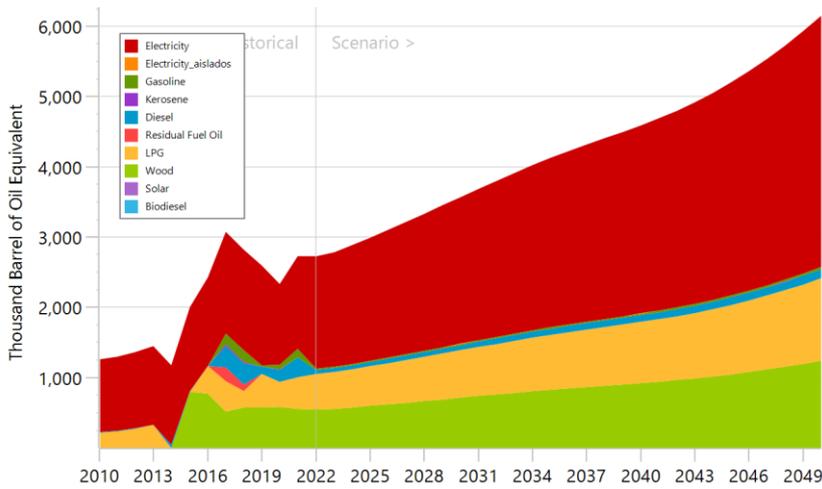
El sector comercial, servicios y público se caracteriza por una demanda energética durante el periodo 2022-2050 dominada por la electricidad (58%) la cual refleja un comportamiento con una tasa de crecimiento de 3%a.a., seguida por la leña (20%) y el GLP (19%), con participaciones estables a lo largo del periodo de análisis. El resto de las fuentes tiene una muy baja presencia en el sector CSyP.

Figura 31. Evolución de la demanda final de energía CSyP por fuente



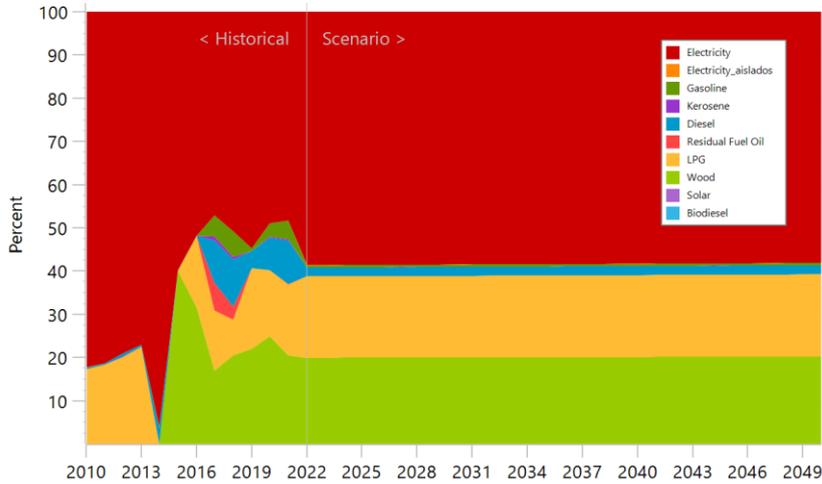
Fuente: elaboración propia

Figura 32. Evolución de la demanda final acumulada de energía CSyP por fuente



Fuente: elaboración propia

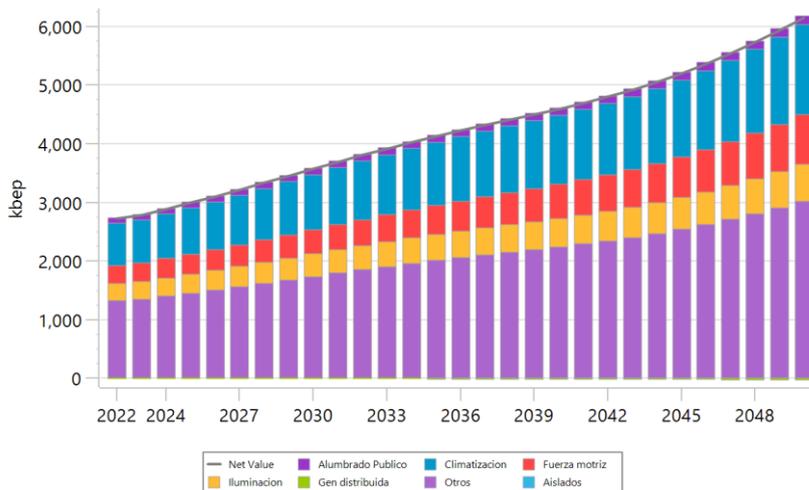
Figura 33. Evolución de la estructura de la demanda final de energía CSyP por fuente



Fuente: elaboración propia

A lo largo del periodo de estudio, cerca del 48% de la demanda de CSyP corresponde a otros usos, dentro de los cuales se engloban todos los usos térmicos de la energía, con una participación mayoritaria de la leña y el GLP; seguidos por la utilización de la electricidad para la climatización, uso de la fuerza motriz y la iluminación que en conjunto representan aproximadamente el 49% de la demanda del sector CSyP.

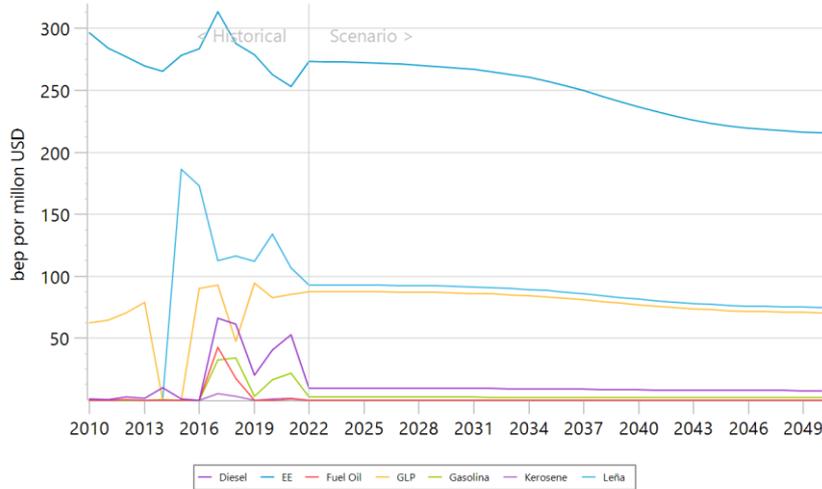
Figura 34. Evolución de la demanda final de energía CSyP por uso



Fuente: elaboración propia

La intensidad energética del sector CSyP por unidad de valor agregado es decreciente en el tiempo, reduciéndose a una tasa del -0.8% a.a. en el periodo de análisis, lo que refleja que el sector requiere menos energía por cada unidad de valor agregado que produce, mejorando su eficiencia debido a las medidas consideradas para el sector (ver Tabla 2).

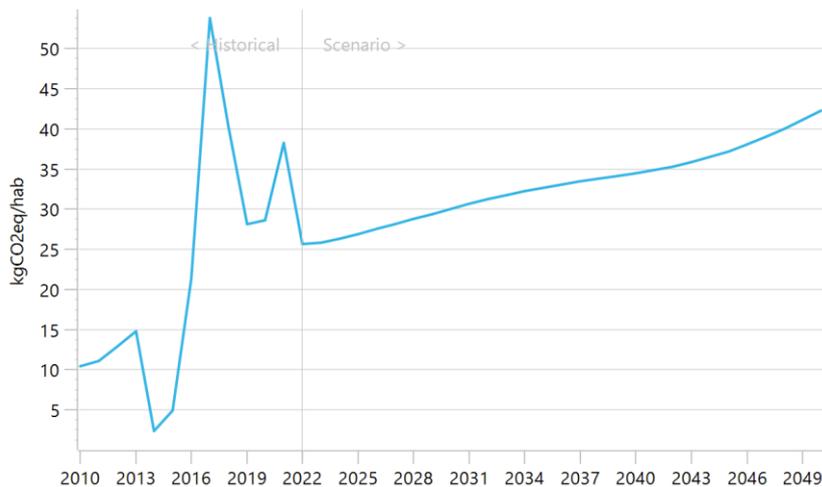
Figura 35. Evolución intensidad energética del sector CSyP por fuente



Fuente: elaboración propia

Las emisiones per cápita presentan una tasa de crecimiento de aproximadamente el 2% a.a. durante el 2022-2050, asociado principalmente a la utilización de leña y GLP para los requerimientos de energía térmica que demanda el sector comercial, servicios y público.

Figura 36. Evolución de las emisiones per cápita del sector CSyP por consumo de energía.

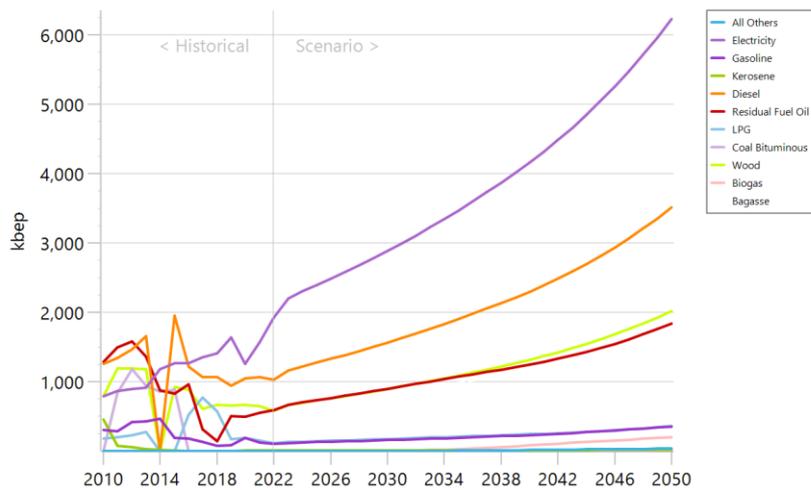


Fuente: elaboración propia

2.2.3 Industria

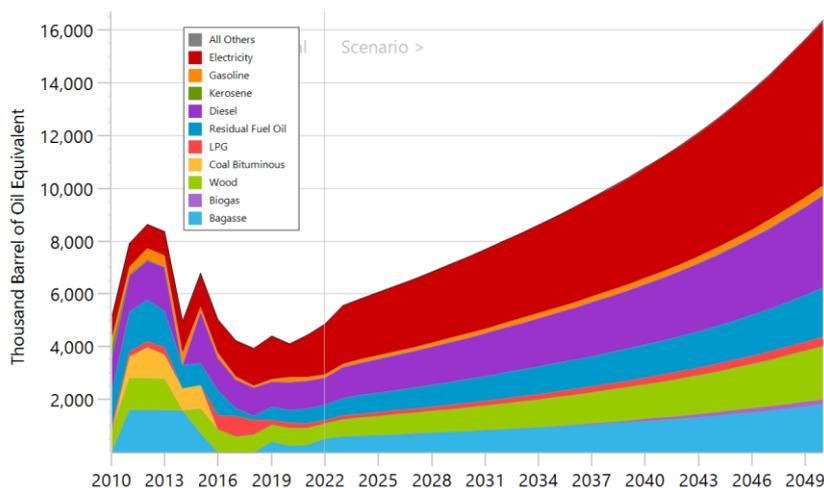
El sector industrial se caracteriza por una demanda energética dominada por la electricidad durante el periodo del 2022 a 2050, su participación osciló entre el 40% y el 38% de la demanda total del sector, seguida por el diésel (21%), el fuel oil (12%) y la leña (12%), con participaciones estables a lo largo del periodo de análisis.

Figura 37. Evolución de la demanda final de energía industrial por fuente



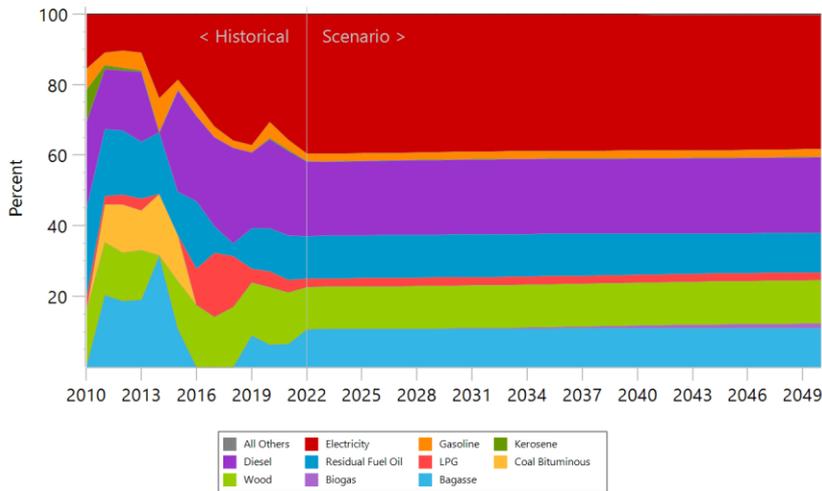
Fuente: elaboración propia

Figura 38. Evolución de la demanda final acumulada de energía industrial por fuente



Fuente: elaboración propia

Figura 39. Evolución de la estructura de la demanda industrial por fuente

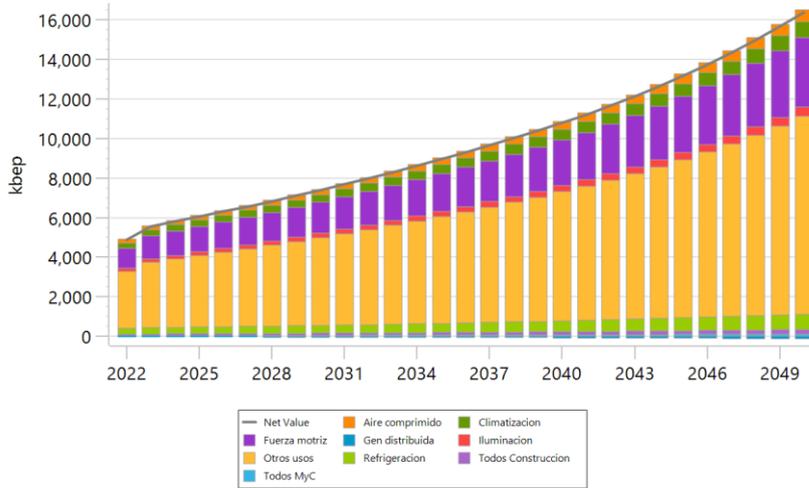


Fuente: elaboración propia

Al evaluar los usos de la energía en el sector industrial, los principales se agrupan dentro de la categoría de "otros usos", la cual representa aproximadamente el 61% de la demanda energética total a lo largo del periodo de estudio, con un crecimiento anual de alrededor del 4.5%, impulsado principalmente por el comportamiento productivo del sector. En esta categoría se incluyen todos los usos térmicos, tales como la alimentación de diversas maquinarias y equipos, destacándose el consumo de diésel oil (32%), leña y fuel oil (ambos con un 20%), y bagazo (20%).

Otro uso relevante dentro de la industria manufacturera es la fuerza motriz, que representa el 22% de la demanda energética en el año 2050, seguida de los requerimientos de climatización y refrigeración, cada uno con una participación del 5%.

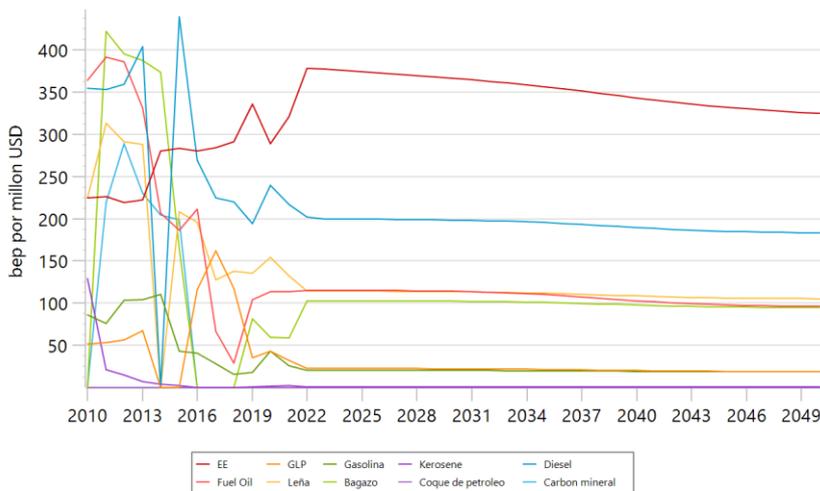
Figura 40. Evolución de la demanda final de energía industrial por uso



Fuente: elaboración propia

La intensidad energética del sector industrial por unidad de valor agregado es decreciente en el tiempo, reduciéndose a una tasa del -0.4% a.a. en el periodo de análisis, reflejando mejoras en la eficiencia debido a las consideraciones de diferentes medidas en el lado de la demanda (ver Tabla 2).

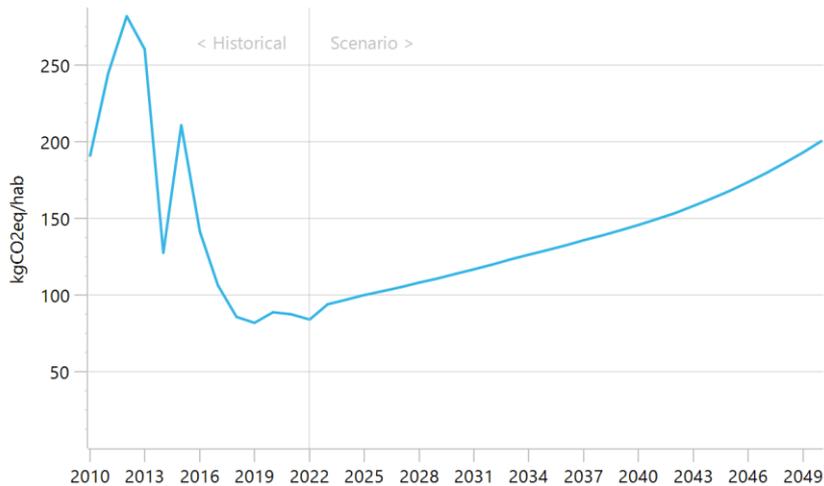
Figura 41. Evolución de la intensidad energética industrial por fuente



Fuente: elaboración propia

Debido a la demanda energética asociada al diésel, el fuel oil y la leña se presenta un crecimiento en la evolución de las emisiones per cápita del sector industrial de aproximadamente el 3% a.a. a lo largo del periodo de estudio.

Figura 42. Evolución de las emisiones per cápita de GEI del sector industrial por consumo de energía



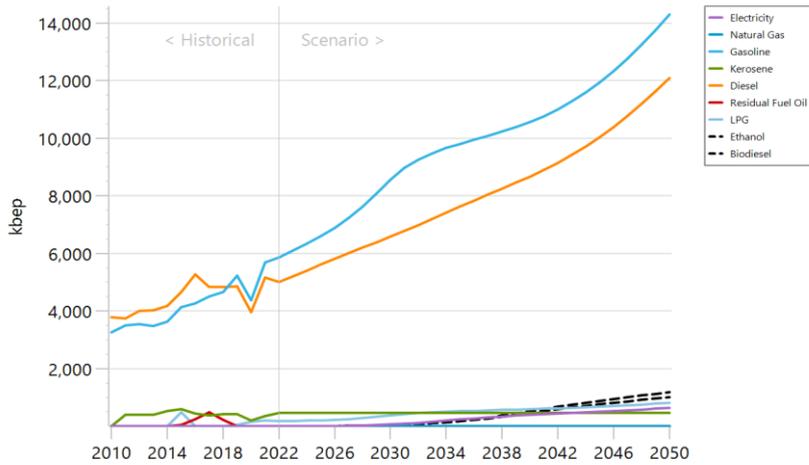
Fuente: elaboración propia

2.2.4 Transporte

Este sector se divide en transporte, marítimo, aéreo y carretero, y la demanda energética es dominada por este último (96% en el 2022 y la tendencia del año base refleja un 98% en el 2050).

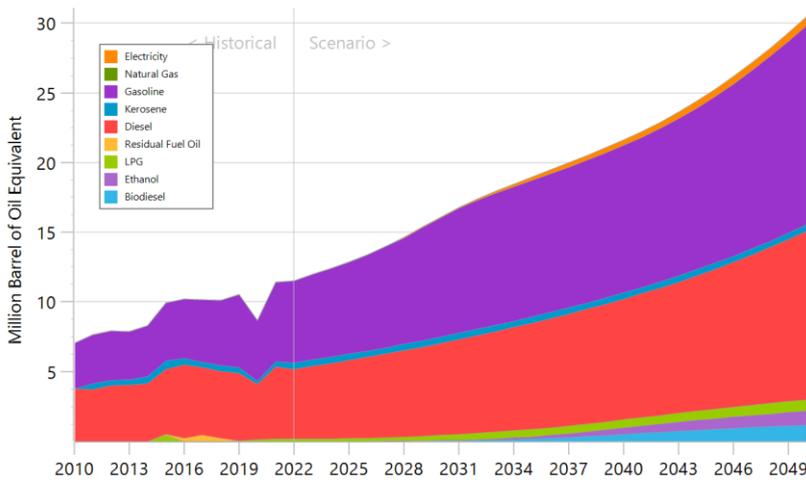
La gasolina es el combustible más demandado en el sector transporte en el año 2022 (51%), seguida por el diésel (44%), kerosene (4%) y el GLP (2%). Hacia el año 2050 la gasolina y el diésel siguen siendo los principales combustibles con una participación conjunta de aproximadamente el 87%, pero se observa una penetración de combustibles alternativos. El biodiésel, el bioetanol y la electricidad alcanzan una participación de 4%, 3% y 2% respectivamente.

Figura 43. Evolución de la demanda final de energía del sector transporte por fuente



Fuente: elaboración propia

Figura 44. Evolución de la demanda final de energía acumulada del sector transporte por fuente

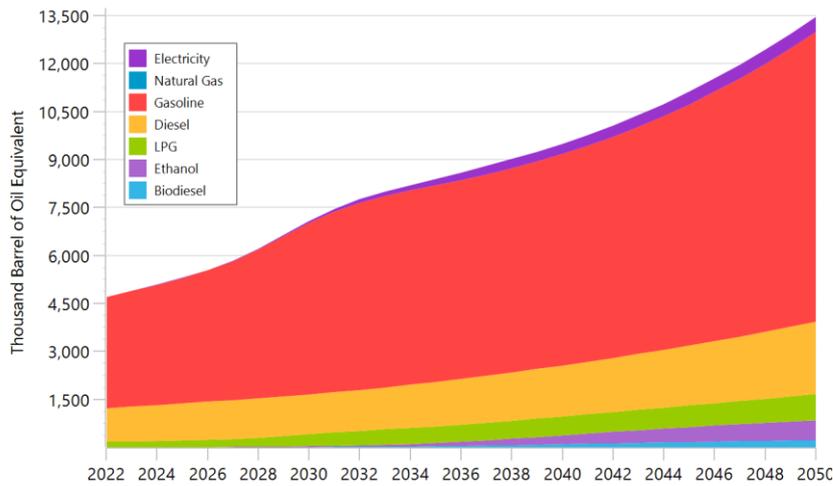


Fuente: elaboración propia

Al interior del transporte carretero el 57% de la demanda en el año 2022 corresponde a transporte de cargas y el 43% restante a pasajeros. Estas cifras cambian en el 2050 al 55% y 45% respectivamente.

Al evaluar específicamente a lo interno del transporte carretero, se observa que el uso de la gasolina predomina en el transporte de pasajeros, con una participación del 74% en 2022, la cual disminuye al 67% en 2050. De manera similar, el consumo de diésel presenta una reducción, pasando del 22% al 17% en el mismo periodo. Además, en el transporte de pasajeros, se destaca la creciente penetración de energéticos alternativos como la electricidad, el bioetanol y el biodiesel, los cuales se proyecta que alcanzarán participaciones del 4%, 5% y 2%, respectivamente, para el año 2050.

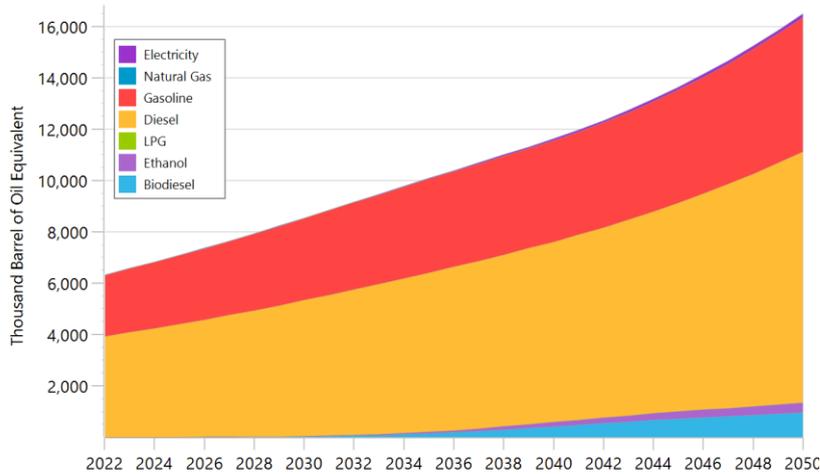
Figura 45: Evolución de la demanda de transporte carretero/pasajeros por fuente



Fuente: elaboración propia

Por otro lado, en el transporte de carga, se observa una situación contraria a la del transporte de pasajeros. En este caso, el diésel predomina, con una participación que va del 62% al 59%, mientras que la gasolina tiene una participación menor, que disminuye del 38% al 32%, el diésel es el energético con mayor participación en el transporte de carga debido a que los vehículos utilizados demandan principalmente este energético para su funcionamiento (en 2050, el 90% de la demanda de energía de los camiones y el 47% de la demanda de energía de las camionetas estará a cargo de motores diésel); asimismo, la caída en los porcentajes de participación tanto del diésel como de la gasolina al 2050, está asociada a la penetración del biodiésel (6%), el bioetanol (2%) y la electricidad (1%).

Figura 46: Evolución de la demanda de transporte carretero/carga por fuente

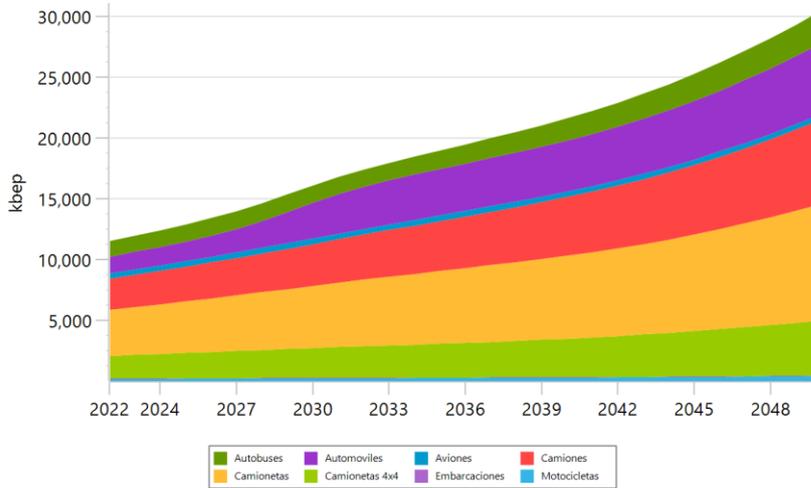


Fuente: elaboración propia

Dentro del transporte de pasajeros, la mayor demanda de energía está asociada a las camionetas, autos y autobuses, observándose una creciente penetración del auto particular en sustitución del autobús. Esta sustitución responde a la combinación de dos efectos: por un lado, la penetración del auto particular en el corto plazo, y por otro, el trasvase de pasajeros por kilómetro de auto a autobús en el largo plazo. Sin embargo, el segundo efecto no logra compensar al primero. En el caso del transporte de carga, cerca del 60% de la demanda de energía corresponde a camionetas y el 40% restante a vehículos pesados.

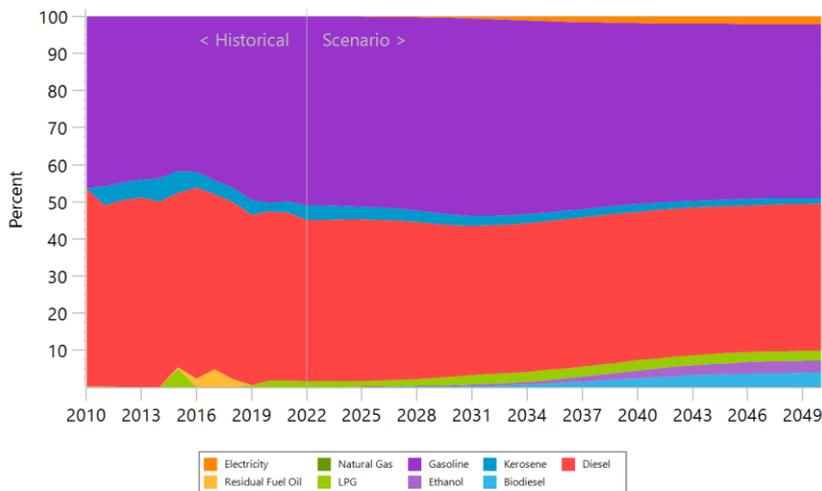
Al analizar el comportamiento de la demanda total del sector transporte según el tipo de vehículo, se observa que la mayor demanda energética está asociada a las camionetas, con una participación entre el 51% y el 47% del total de la demanda a lo largo del periodo de análisis. A continuación, se encuentran los camiones, con una participación promedio del 23%, seguidos por los automóviles y autobuses, con participaciones correspondientes del 18% y 9% en 2050, respectivamente.

Figura 47. Evolución de la demanda final de energía del sector transporte por medio



Fuente: elaboración propia

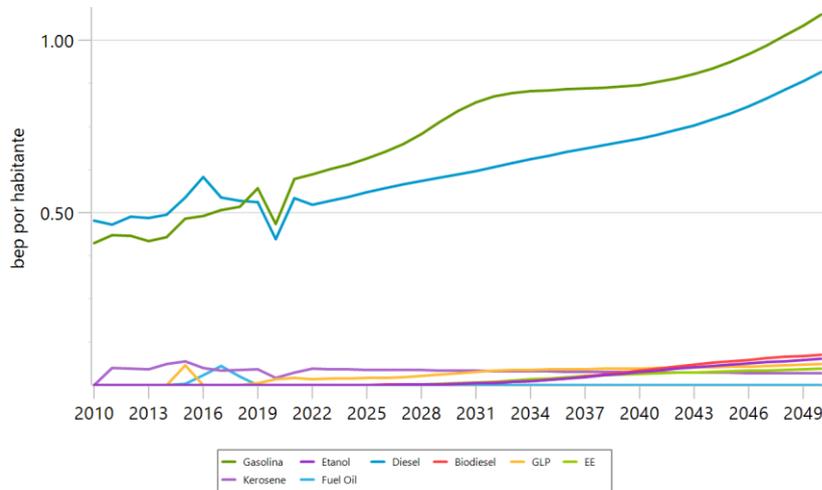
Figura 48. Evolución de la estructura de la demanda de transporte por fuente



Fuente: elaboración propia

En conjunto la intensidad energética por habitante asciende a 2.2 bep por habitante en 2050, lo que refleja una tasa de crecimiento del 2.3% a.a. durante todo el periodo de estudio, principalmente asociado a la demanda consistente que se tiene de gasolina y diésel.

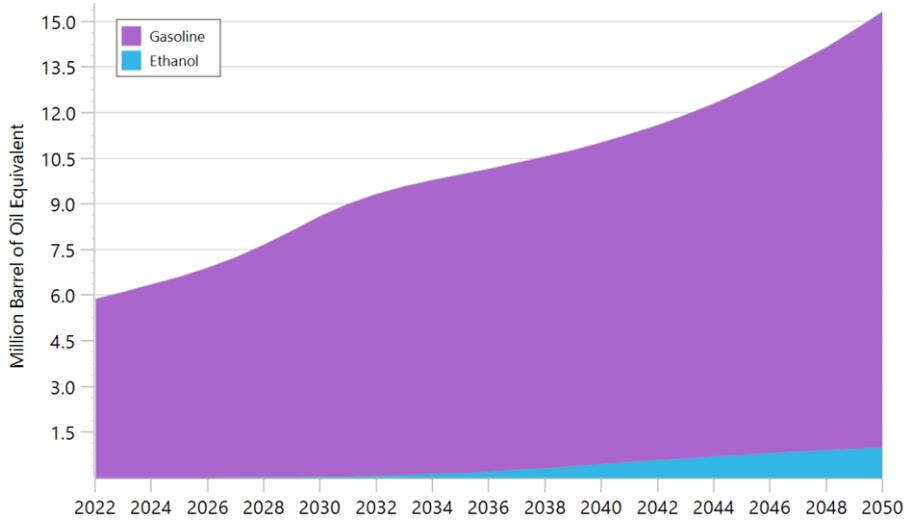
Figura 49. Evolución de intensidad energética del sector transporte por fuente



Fuente: elaboración propia

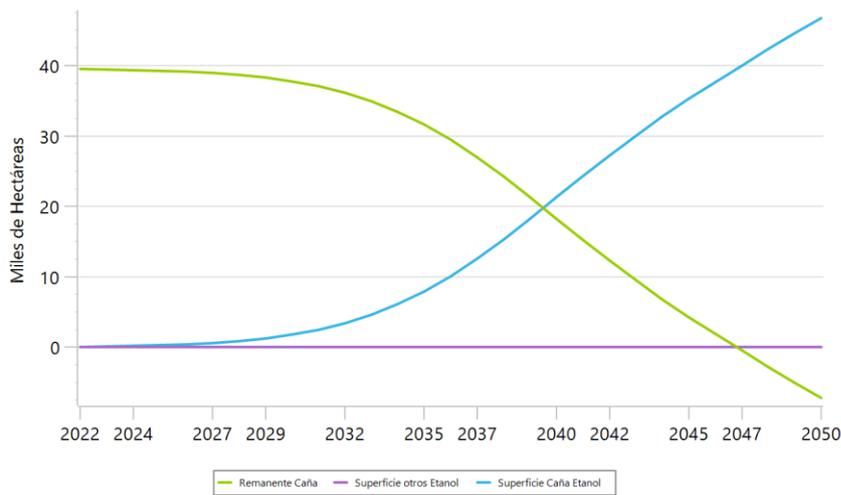
La penetración de bioetanol y biodiesel en transporte con una mezcla del 10% en volumen ocasiona una demanda de recursos de biomasa locales para su producción (caña de azúcar y palma aceitera respectivamente). Esta demanda puede ser traducida a superficie de cada cultivo que es requerida para la producción de cada biocombustible. La superficie de caña de azúcar requerida para la producción de bioetanol en el año 2050 sería cercana a la superficie cultivada actualmente de caña, indicando una potencial necesidad de expansión de la superficie cultivada para abastecer el corte o, en su defecto, comenzar a importar bioetanol (aprox. 200 kbep en 2050). Al año 2050 se requerirían cerca de 47000 Has de caña para abastecer la producción de bioetanol para transporte del escenario Base. Dicha cifra puede variar en función de la productividad agrícola, el rendimiento en la producción de bioetanol y el porcentaje de corte con la gasolina. En el caso del biodiesel, la superficie de palma aceitera requerida para la producción de biodiesel siempre es inferior a la superficie cultivada actualmente de palma.

Figura 50. Penetración del bioetanol en transporte carretero



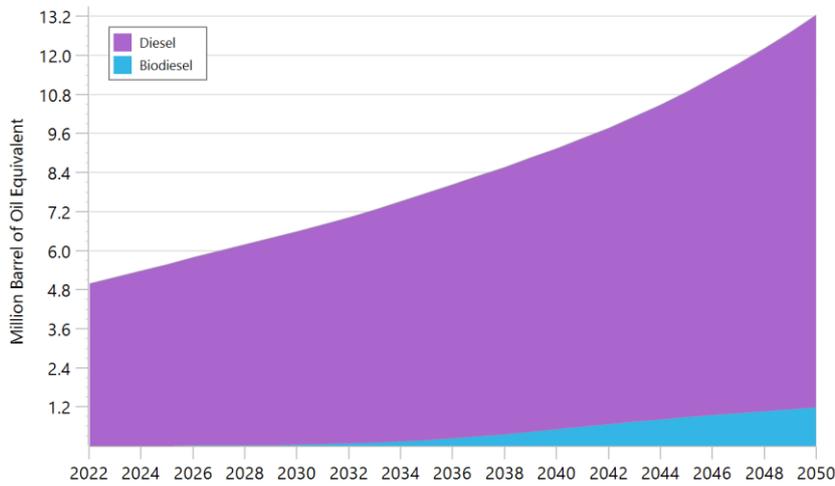
Fuente: elaboración propia

Figura 51. Superficie de caña requerida para bioetanol



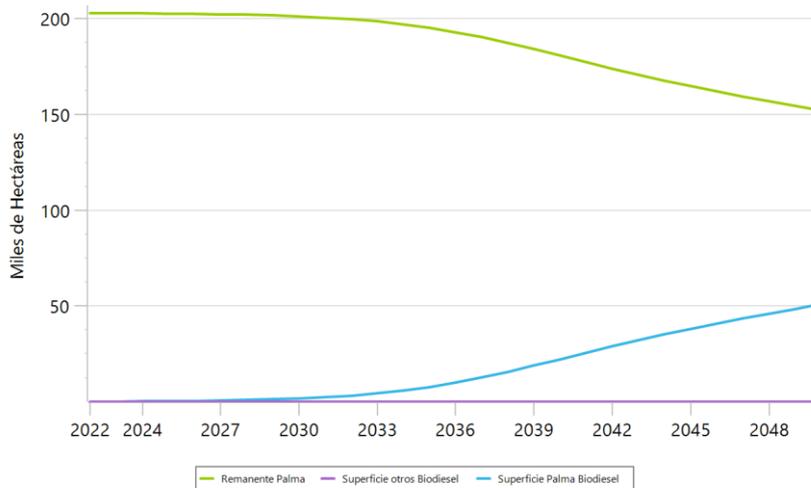
Fuente: elaboración propia

Figura 52. Penetración del biodiesel en transporte carretero



Fuente: elaboración propia

Figura 53. Superficie de palma aceitera requerida para biodiesel

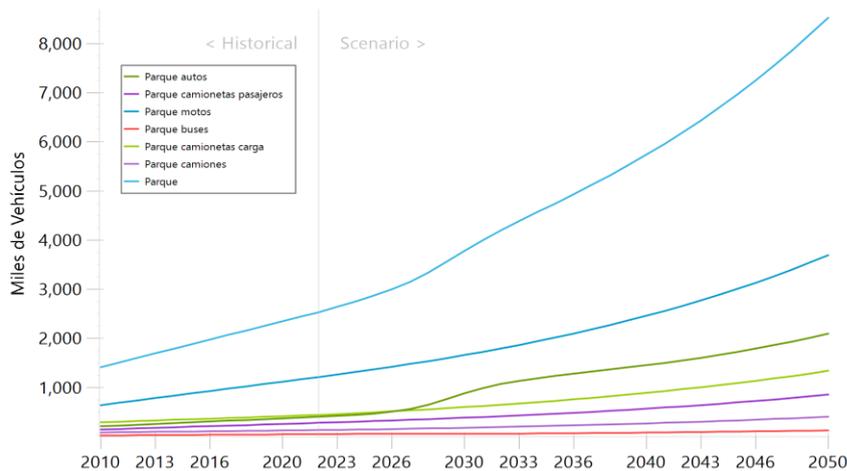


Fuente: elaboración propia

El parque vehicular carretero crece a una tasa cercana al 4.4% a.a., con una participación significativa del parque de motos, autos y camionetas. El parque de autos es el que presenta el mayor dinamismo, con una tasa de crecimiento del 6.0% a.a. y un crecimiento más acelerado en el corto y mediano plazo, seguido por el parque de motocicletas que presenta un crecimiento del 3.7% a.a. a lo largo del periodo de análisis. Los resultados muestran el acelerado crecimiento del parque vehicular, el cual está relacionado con diversos factores. Todos estos son supuestos considerados en función del

comportamiento esperado frente al incremento en la saturación de vehículos por habitante y su nivel de partida relativamente bajo en el año 2022, por lo que este parámetro puede modificarse para crear escenarios alternativos.

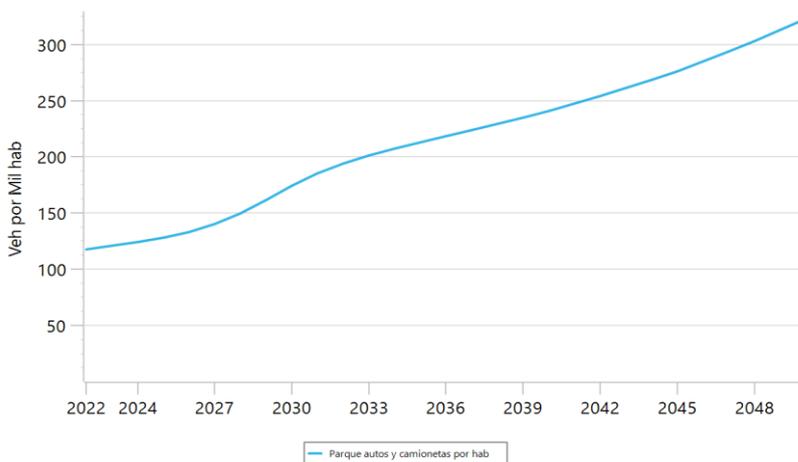
Figura 54. Evolución del parque vehicular carretero total y por tipo de vehículo



Fuente: elaboración propia

El parque de autos y camionetas per cápita crece a una tasa cercana al 3.7% a.a., partiendo desde 120 veh/mil hab. para el año 2022, valor que casi se triplica en el año 2050 (323 veh/mil hab.).

Figura 55. Evolución del parque vehicular autos + camionetas per cápita

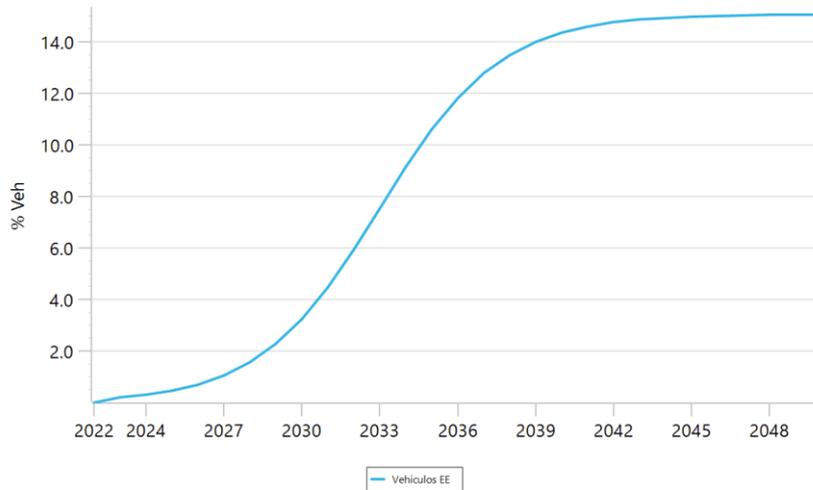


Fuente: elaboración propia

El escenario Base plantea una penetración del parque de vehículos eléctricos que alcanza un 15% del parque de vehículos de pasajeros al final del período de análisis. Dicha penetración se produce

principalmente en el parque de autos y camionetas, que explica cerca del 77% de la demanda de electricidad para transporte en el año 2050. El restante 23% de la demanda eléctrica de transporte en 2050 corresponde a camionetas para transporte de cargas.

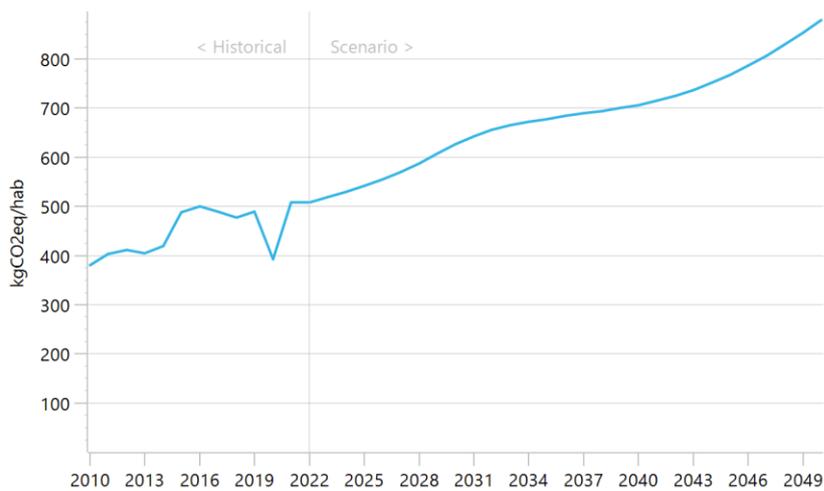
Figura 56. Penetración de los vehículos eléctricos en el parque carretero



Fuente: elaboración propia

Las emisiones per cápita del sector transporte (879 kgCO₂eq/hab en 2050) crecen a una tasa de aproximadamente el 2% a.a. durante el periodo del 2022-2050, las cuales se encuentran asociadas a los recursos energéticos derivados del petróleo que son requeridos para el funcionamiento del parque vehicular.

Figura 57. Evolución de las emisiones per cápita de GEI del sector Transporte

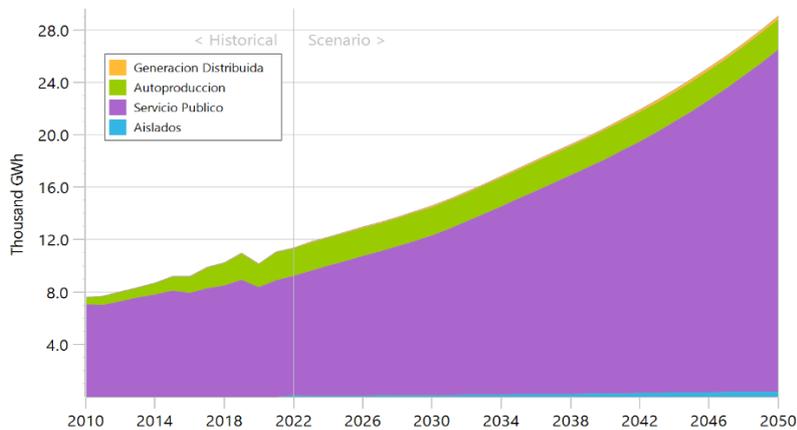


Fuente: elaboración propia

2.3 Oferta Energética - Sector Eléctrico

En lo que respecta a la evolución de la generación eléctrica del escenario Base (BAU), según los datos analizados, se proyecta un importante aumento de la producción del servicio público (proyectos conectados al SIN que suministran el servicio a la red nacional), un pequeño aumento de la autoproducción (proyectos con generación de electricidad, pero esta generación no es su actividad económica principal o primaria), un aumento marginal en relación con el total de la producción de los sistemas privados (sistemas aislados) y la generación distribuida (pequeños proyectos de autogeneración); tal como puede apreciarse en la figura 58.

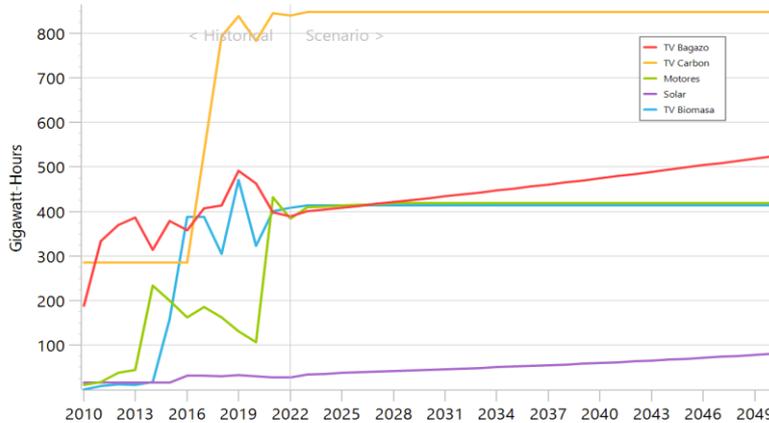
Figura 58. Evolución de la generación de electricidad por tipo de servicio



Fuente: elaboración propia

La autoproducción industrial basa su leve crecimiento en las biomásas (bagazo y otras biomásas), el coque de petróleo, el fuel oil y en menor medida la energía solar.

Figura 59. Evolución de la autoproducción industrial por tipo de tecnología/fuente

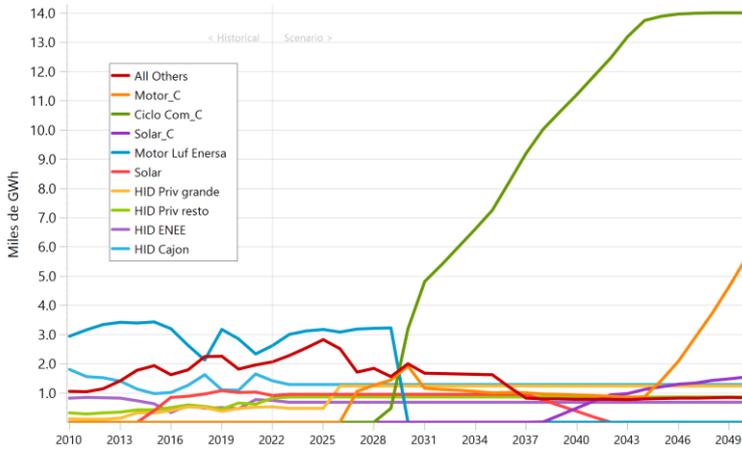


Fuente: elaboración propia

Haciendo foco en la generación del servicio público y atendiendo a los resultados de la optimización realizada, se observa en la figura 60 que a partir de 2029 se proyecta una fuerte sustitución de la generación en base a bunker por ciclos combinado utilizando gas natural, proveniente de la planta de regasificación. La optimización que alimentó el escenario BAU sugiere que el mínimo costo del sistema se alcanzaría con una primera sustitución fuerte hacia el gas natural y luego una penetración progresiva de la generación solar (en trazo violeta) comenzando hacia finales de la próxima década.

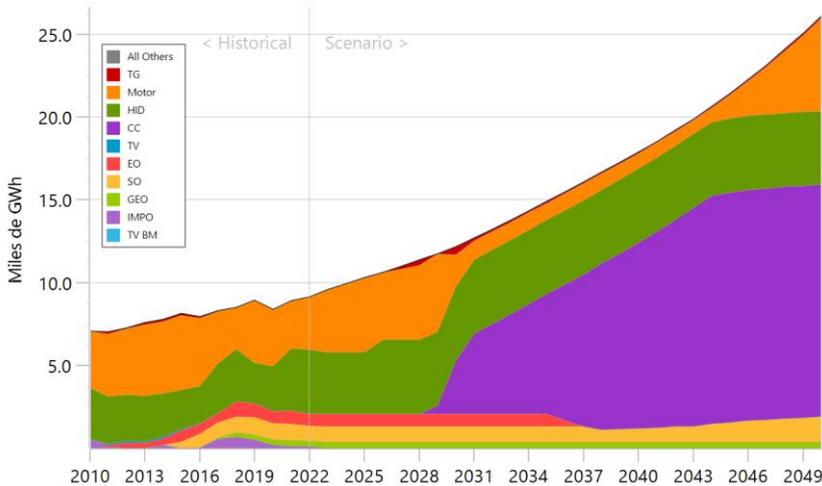
También se vislumbra para el final del horizonte de planificación la reaparición de motores consumiendo bunker producto principalmente de la proyección de precios de los combustibles utilizada (Anexo 2), en la que el gas natural se encarece en relación con el derivado fósil líquido y la planta de regasificación llega a factor de utilización máximo (visualizado en la saturación que muestra la generación con CC a partir de 2040 aprox.). Es decir, llegado este punto la inflexibilidad de incorporar una nueva planta de regasificación, que por su escala quedaría siendo usada con bajos factores de capacidad durante sus primeros años, y debido al menor precio del bunker proyectado, el escenario sugiere que la minimización de costos haría volver a pensar en los motores como solución. Por supuesto la incorporación de otros objetivos de política energética, o condiciones externas como la consideración de un impuesto al carbono, podrá modificar dicho análisis, pero resultará interesante utilizar este escenario BAU en las comparaciones.

Figura 60. Evolución de la generación de electricidad de Servicio Público por tipo de central



Fuente: elaboración propia

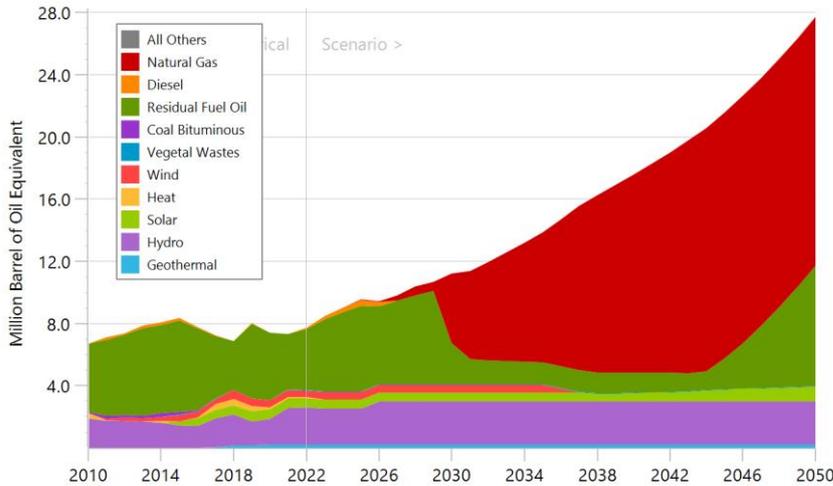
Figura 61. Evolución de la generación de electricidad de Servicio Público por tipo de central



Fuente: elaboración propia

En relación con el consumo de combustibles, la figura 62 muestra el fuerte desplazamiento que presenta el fuel oil a partir de la incorporación del gas al sistema, no obstante, una fracción del mismo se mantiene en uso debido a motores que se proyecta sería necesario incorporar hasta el ingreso del gas natural al sistema. Luego el mínimo costo operativo sustituye gran parte de dicho combustible, no obstante, una fracción del mismo continúa siendo usada (aproximadamente un tercio de los valores de los años actuales).

Figura 62. Evolución de los consumos de combustible de la generación del servicio público

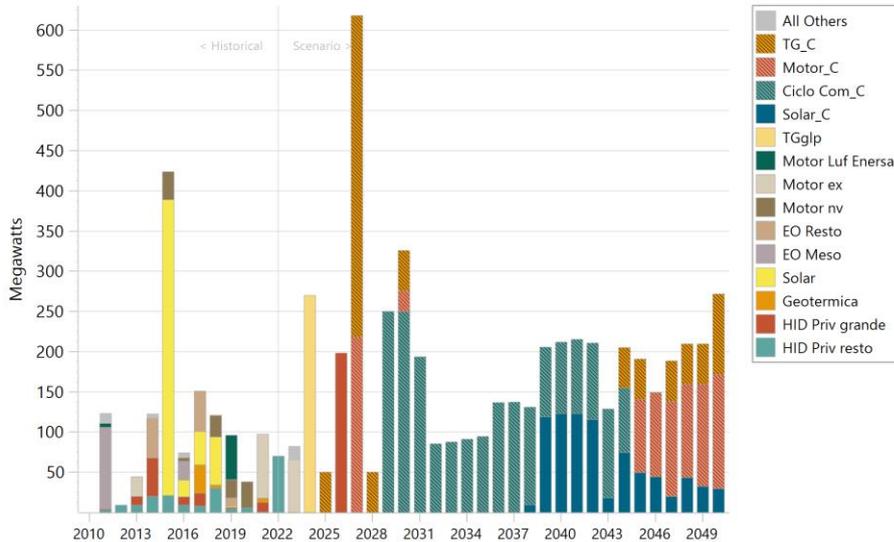


Fuente: elaboración propia

El gas natural cubre gran parte de los incrementos de energía eléctrica adicionales proyectados aumentando rápidamente el factor de utilización de la planta de regasificación, tal como se evaluará en la sección posterior.

Ahora bien, el resultado relativo a las adiciones de potencia se presenta en la figura 63, donde pueden observarse los distintos períodos modelados. Hasta el año 2027 las incorporaciones están regidas por las adiciones ya decididas y/o en construcción. Así es que se visualiza la incorporación de un TG a GLP (en color amarillo apagado) y la planta hidroeléctrica El Tornillito (en color rojo). Luego a partir de 2027 la optimización determinó la necesidad de incorporar una planta Motor candidata y ya a partir de 2029 con la disponibilidad del gas natural comienza la expansión con CC. Una mención especial debe hacerse en relación con la planta tipo TG_C. Dichas plantas fueron incorporadas para garantizar un nivel de margen de reserva tal que de existir un año de baja hidraulicidad la energía no suministrada no supere el 0.1% de la energía demandada. Así debe leerse la incorporación requerida del año 2027, que agrega dicha potencia de reserva. Esta incorporación puede requerir más análisis, pero es un indicador de la disminución proyectada del margen de reserva en los primeros años de la proyección.

Figura 63. Incorporaciones a la generación de servicio público por tipo de planta



Fuente: elaboración propia

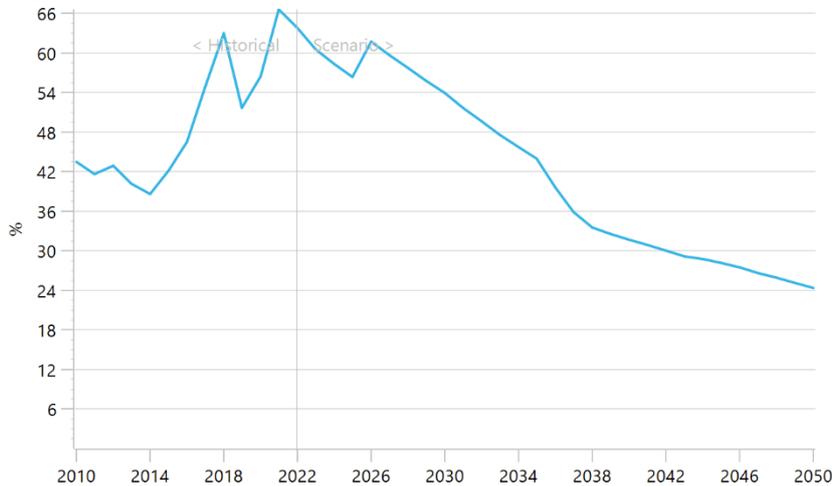
Con el gas natural disponible, el monto de incorporaciones requeridas anuales ronda los 250 MW en los primeros años, con la racionalidad económica de sustituir rápidamente al bunker utilizado en los motores, y luego con expansiones del orden de los 100 MW anuales, resultado que se podría refinar estableciendo tamaños estándar o habituales para las unidades de generación eléctrica a base de gas natural.

A partir de 2038 la proyección de costos resulta favorable para la incorporación de solar, la que se agrega a un ritmo de 100 MW anuales aproximadamente. Hacia el final del horizonte la expansión está sostenida con motores y algunos TG de bajo o nulo factor de utilización para garantizar reserva.

Es importante considerar que para el escenario Base no se evaluó la incorporación de algunos proyectos hidroeléctricos, como el Tablón, Llanitos y Jicatuyo, o el proyectos solares nuevos, ya que se visualiza una mejor oportunidad de correrlos en un escenario alternativo, para evaluar su impacto en el sistema.

El resultado en términos de renovabilidad del sistema de generación del servicio público se presenta en la figura 64, donde puede apreciarse la constante caída de la renovabilidad, producto de la incorporación acelerada de gas natural que cubre rápidamente una fracción importante de la generación.

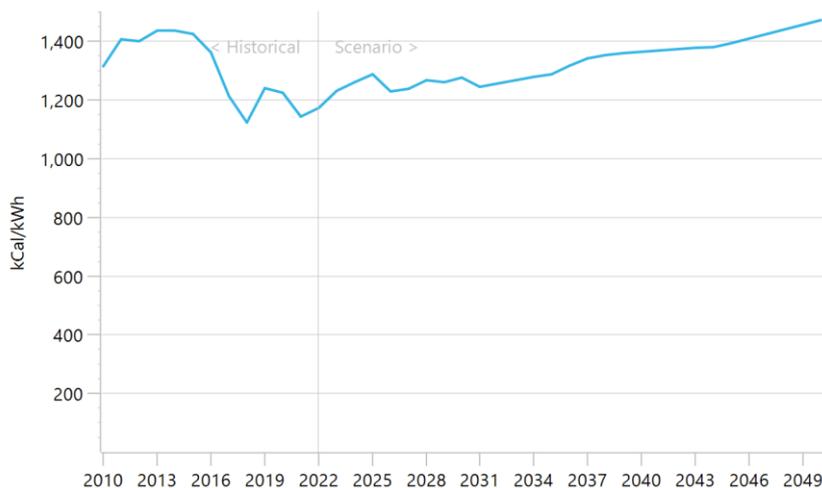
Figura 64. Evolución de la participación de las fuentes renovables del sistema de generación del servicio público



Fuente: elaboración propia

El consumo específico, presentado en la figura 65 muestra la contracara de la renovabilidad, llegando a valores de casi 1500 kcal/kWh, lo que implica una eficiencia media del sistema de generación un poco superior al 40%, este indicador muestra un desempeño relativamente aceptable en una comparación internacional pero significativamente peor que el del propio sistema hondureño en los años recientes (que había logrado valores cercanos al 75%).

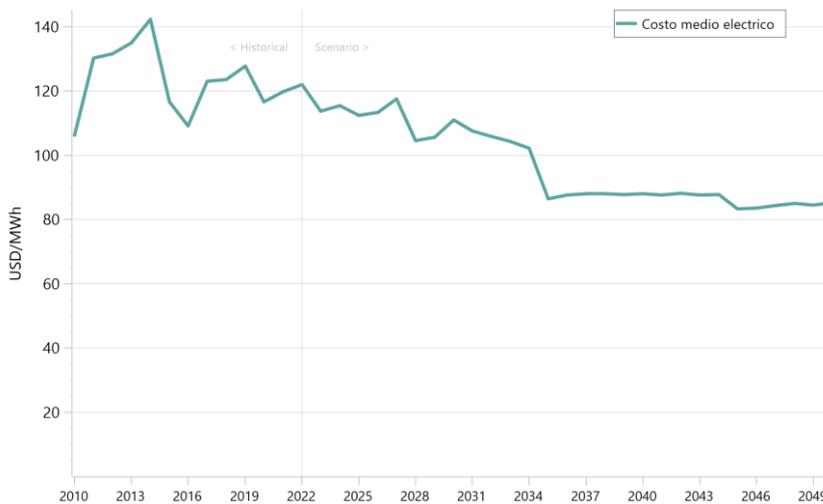
Figura 65. Evolución del consumo específico de combustible en generación total



Fuente: elaboración propia

En la figura 66 se proyecta el costo medio eléctrico del escenario, donde puede apreciarse la consecuente baja producto de la sustitución hacia una tecnología más costo efectiva como son los ciclos combinados cuando poseen abastecimiento de gas natural a precio conveniente. Los escalones más pronunciados que se visualizan en la proyección corresponden a la finalización de la amortización de algunas plantas presentes en el sistema. Estos valores requieren mayor ajuste y discusión, no obstante, la tendencia es clara y será de interés el análisis con relación a escenarios alternativos.

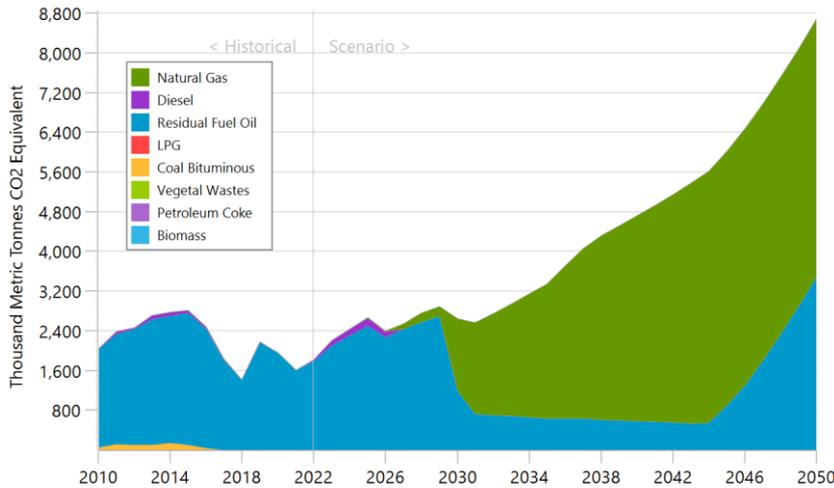
Figura 66. Evolución del costo medio de la electricidad



Fuente: elaboración propia

Por último, se presenta en la figura 67 la evolución de las emisiones GEI de la generación del servicio público (SIN), donde se observa indirectamente el aumento del gas natural en la generación y especialmente el cambio de pendiente que ocurre en la última década de la proyección con la recurrente incorporación del bunker a la matriz de generación eléctrica.

Figura 67. Evolución de las emisiones de GEI del sector generación eléctrica Servicio Público

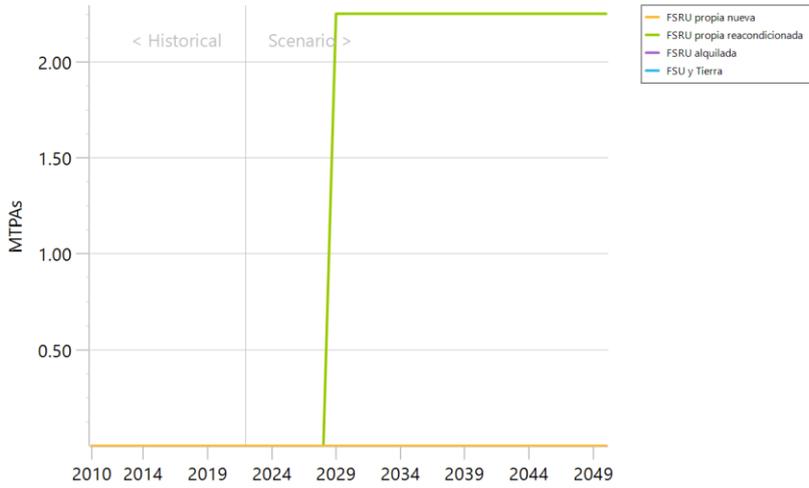


Fuente: elaboración propia

2.4 Oferta energética - Planta de regasificación

El escenario de optimización da como resultado la instalación de una única planta de regasificación de potencia equivalente a 2.25 MTPA en el año 2029 para abastecer la demanda de la generación eléctrica del servicio público. Dicho módulo unitario de 2.25 MTPA es un módulo de referencia que podrá ser modificado en futuros escenarios de política. Por una cuestión de costos comparativos, la planta seleccionada por el módulo de optimización es del tipo reacondicionado, es decir, una planta FSRU (Floating Storage Regasification Unit) que sea modificada, renovada o adaptada para cumplir con las condiciones requeridas utilizando embarcaciones o estructuras existentes, la cual posee un menor costo de inversión que una planta nueva y un menor costo de OyM que una planta alquilada. La curva de producción de gas responde a la expansión y despacho del sistema eléctrico presentados en la sección anterior.

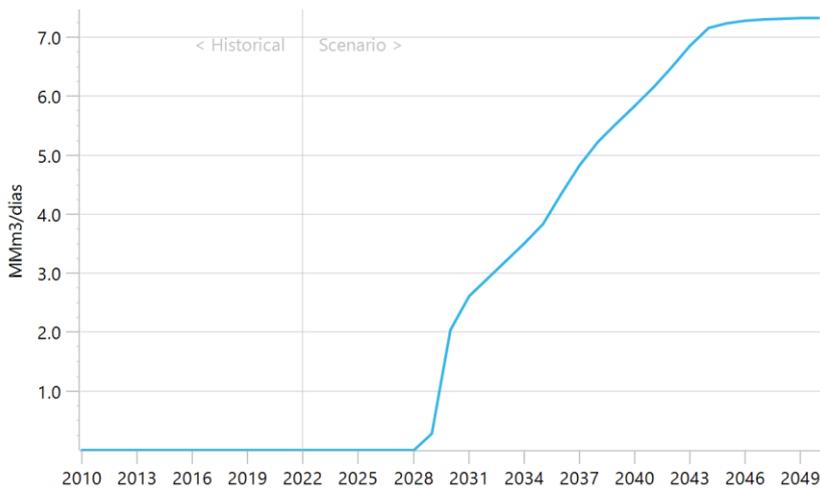
Figura 68. Capacidad instalada en la planta de regasificación



Fuente: elaboración propia

La introducción de centrales de generación eléctrica a base de gas natural (CC y TG) a partir del año 2029 crea una demanda de dicho combustible a partir del GNL importado. Como resultado, a partir de esa fecha, la producción de gas natural en la planta de regasificación experimenta un crecimiento a una tasa anual del 17% a.a. hasta el año 2050.

Figura 69. Evolución de la producción de gas de la planta de regasificación

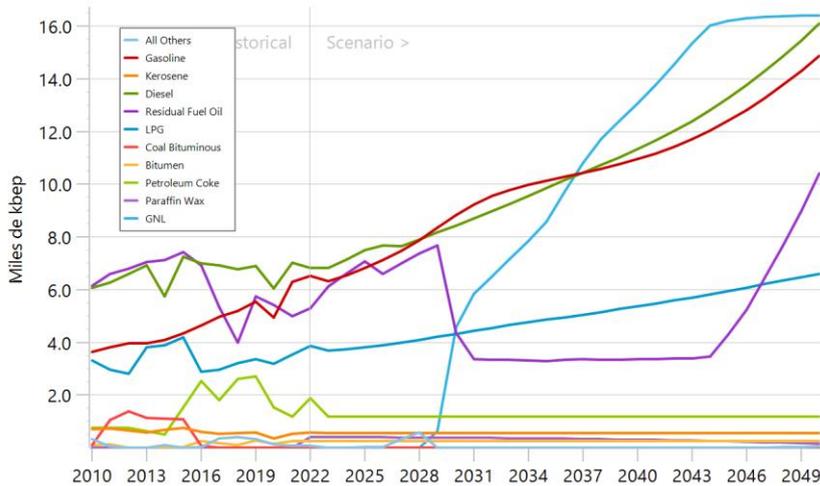


Fuente: elaboración propia

2.5 Recursos energéticos

El diésel, la gasolina, el fuel oil, y a futuro el GNL, son los energéticos que explican la mayor parte de las importaciones. Los primeros dos energéticos crecen en forma significativa de la mano del transporte carretero de pasajeros y cargas. Los últimos dos energéticos están asociados principalmente a la demanda para generación de electricidad y en menor medida a la industria en el caso del fuel oil. El siguiente energético en importancia dentro de las importaciones es el GLP, con demanda en todos los sectores, pero principalmente en Residencial, CSP y transporte.

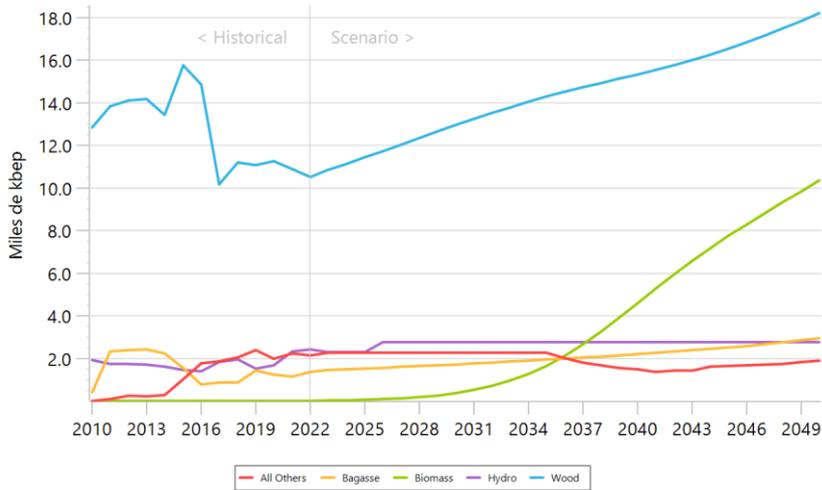
Figura 70. Evolución de la importación de recursos energéticos



Fuente: elaboración propia

La producción local de recursos energéticos está asociada exclusivamente a los recursos renovables, y responde en su mayoría a la leña y a futuro a biomasa para la producción de biocombustibles. El resto de los recursos locales corresponde a bagazo, hidro, eólica, geotérmica y solar.

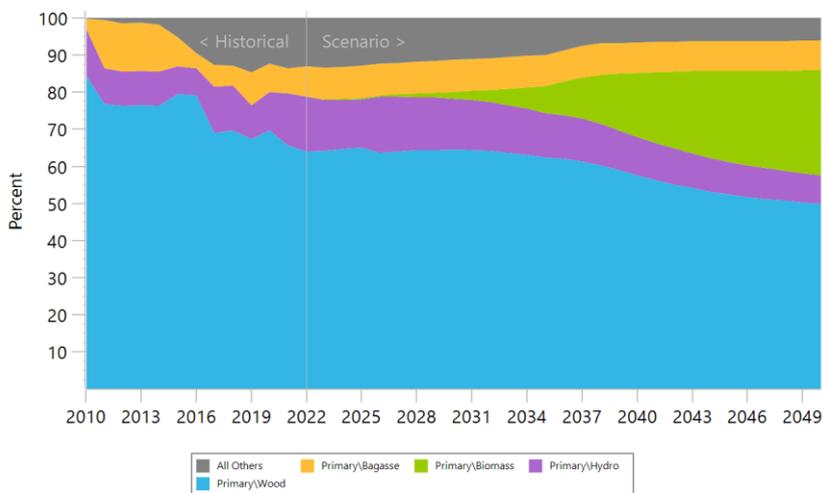
Figura 71. Evolución de la producción local de recursos energéticos



Fuente: elaboración propia

Puede observarse que la participación de la leña en la producción local de recursos decrece a lo largo del periodo de estudio. En contraste, la participación de biomazas diferentes, como el bagazo se incrementa, asociada principalmente por la demanda para biocombustibles.

Figura 72. Evolución de la estructura de producción local de recursos energéticos

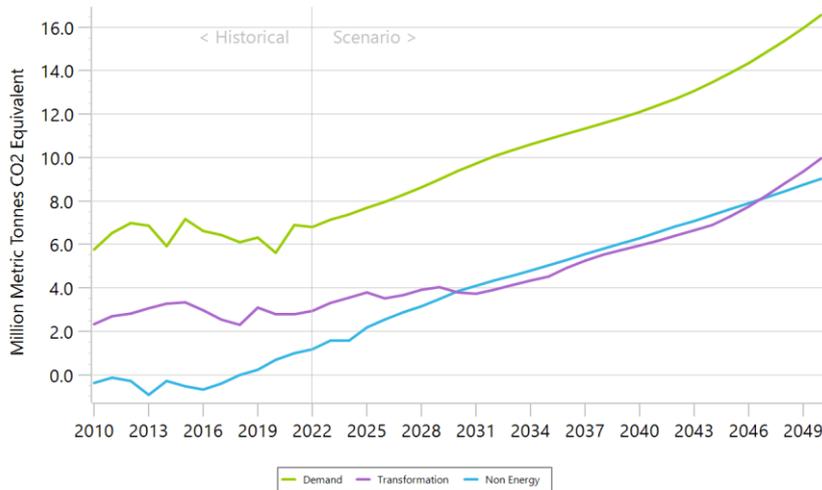


Fuente: elaboración propia

2.6 Emisiones

La demanda final de energía es la principal componente de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de Honduras (especialmente por el sector transporte), seguidas por la transformación de energía (principalmente el sector de generación) y en tercer lugar las emisiones no energéticas (neteando con las absorciones). Las emisiones no energéticas por gas se proyectan usando tasas similares a las del periodo 2010-2022, que se pueden modificar en escenarios de política.

Figura 73. Evolución de las emisiones GEI del sector energía (Demanda Final y Transformación) y sectores no energéticos

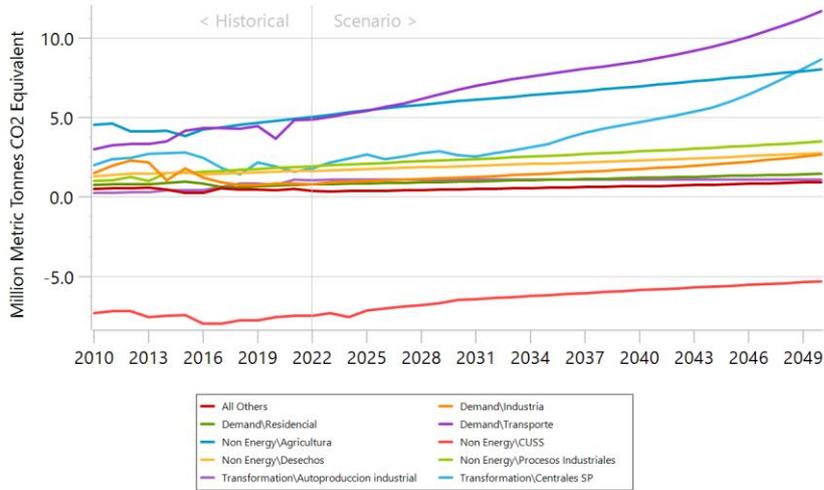


Fuente: elaboración propia

Las principales categorías que contribuyen actualmente a las emisiones en Honduras son el transporte y las emisiones no energéticas del sector agricultura, seguidas por las centrales de generación de servicio público, los procesos industriales y los autoprodutores.

Hacia el año 2050 las emisiones de transporte son la principal fuente de emisiones a nivel nacional, seguida por las centrales de servicio público y en tercer lugar las emisiones no energéticas de la agricultura.

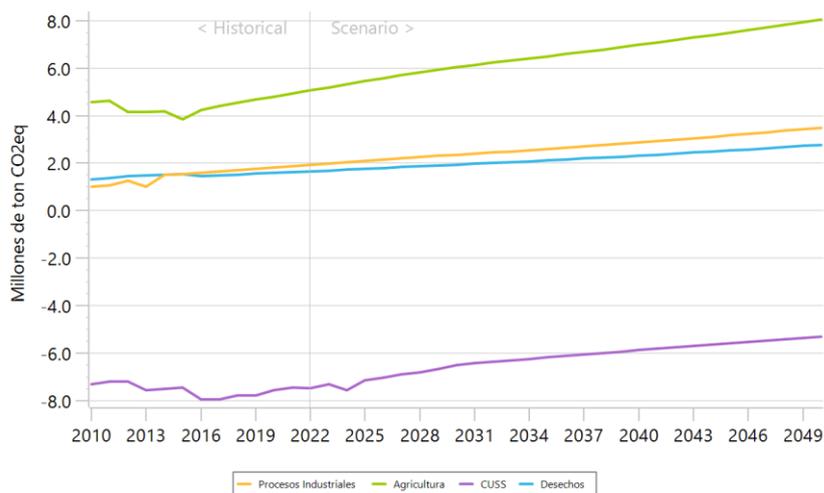
Figura 74. Evolución de las emisiones GEI por categoría principal



Fuente: elaboración propia

En un escenario de evolución tendencial de las emisiones, las emisiones no energéticas tienen una componente significativa de emisiones del sector agrícola y de absorciones del sector de cambio en el uso del suelo y silvicultura.

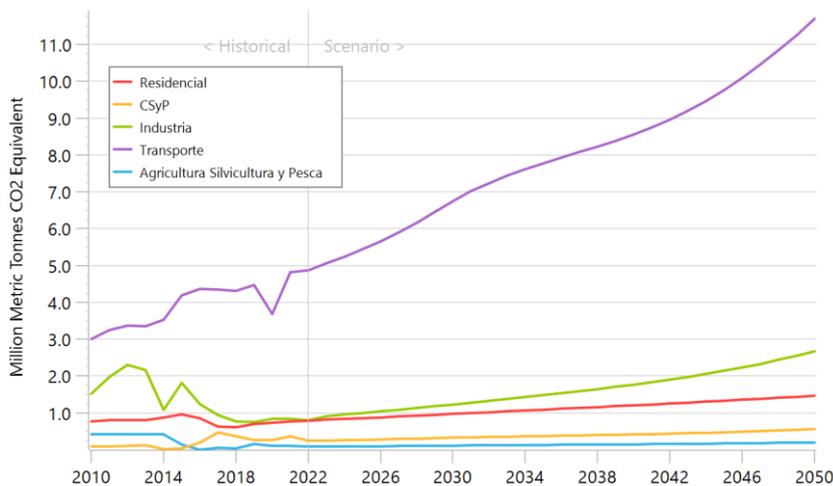
Figura 75. Evolución de las emisiones GEI no energéticas por sector



Fuente: elaboración propia

Al evaluar específicamente el sector energía, desde el lado de la demanda, el principal responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es el sector transporte, con una participación del 72% en 2022, que disminuye ligeramente al 71% en 2050. Estas emisiones están relacionadas principalmente con la significativa dependencia del sector de los derivados del petróleo. En segundo lugar, se encuentra el sector industrial, que representa el 12% de las emisiones en 2022 y se proyecta que aumente al 16% para 2050. En contraste, el sector residencial experimenta una reducción en su participación en las emisiones asociadas a la demanda final de energía, que bajan del 12% en 2022 al 9% en 2050 como resultado de la reducción en la participación de la leña.

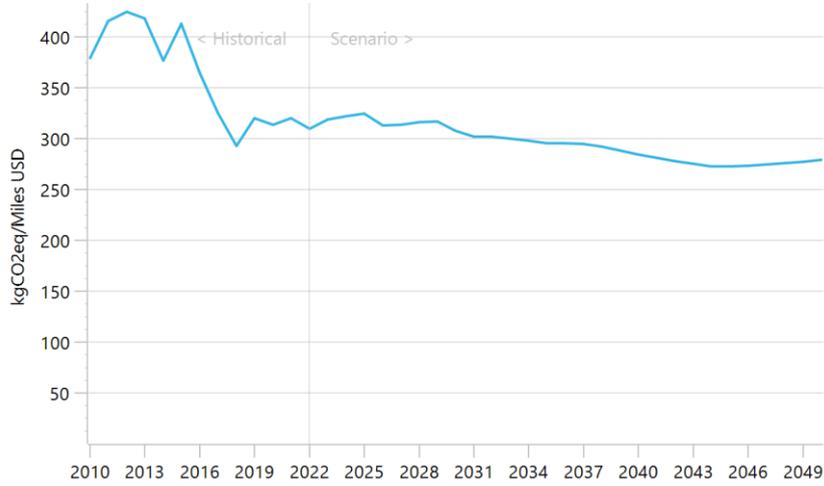
Figura 76. Evolución de las emisiones GEI por sector de demanda final de energía



Fuente: elaboración propia

Las emisiones GEI totales del sector energía (demanda y transformación) por unidad de PBI reflejan una reducción de aproximadamente el 0.5% a.a. a lo largo del periodo de estudio, lo que conduce a emisiones cercanas a los 0.28 tonCO₂eq/USD para el año 2050.

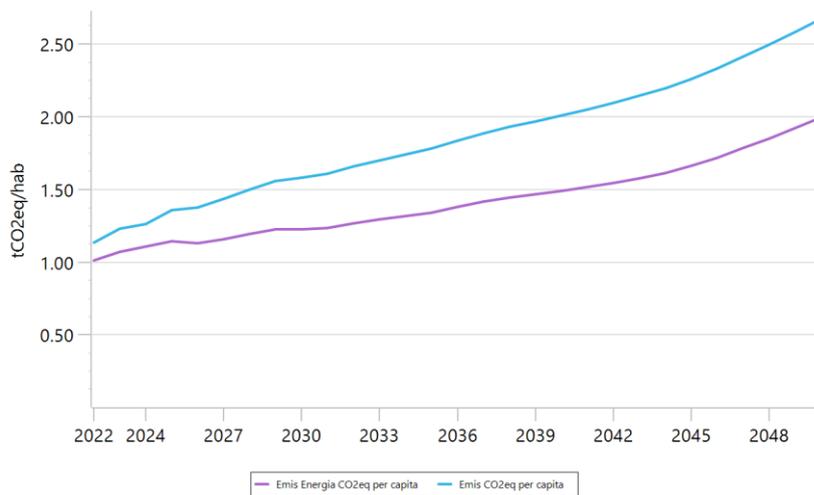
Figura 77. Emisiones GEI del sector energía por unidad de PBI



Fuente: elaboración propia

En cuanto a las emisiones energéticas per cápita, éstas evolucionan desde 1.0 ton CO2eq/hab en el 2022 hasta algo más de 2.2 ton CO2eq/hab en el 2050. Las emisiones per cápita de todos los sectores (energía + agricultura + CUSS + procesos industriales + desechos) crecen desde 1.1 ton CO2eq/hab hasta 2.9 ton CO2eq/hab, siendo significativamente inferiores al promedio mundial cercano a 6.5 ton CO2eq/hab.

Figura 78. Emisiones de GEI per cápita (Total y sector energía)



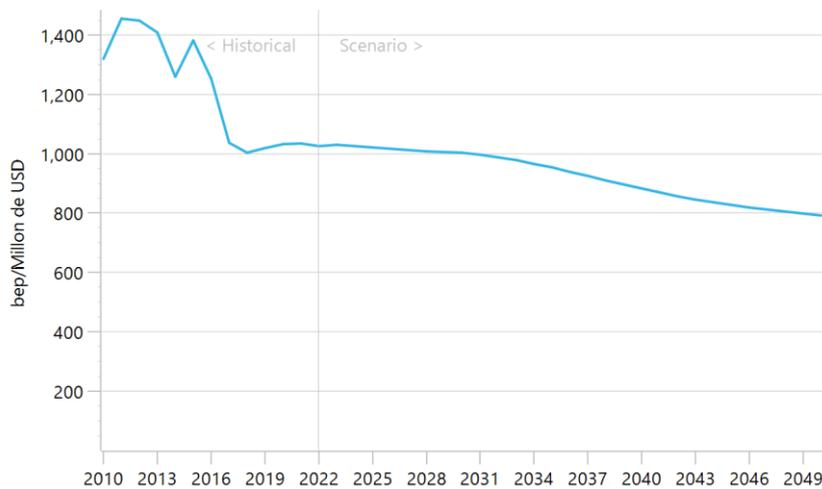
Fuente: elaboración propia

2.7 Indicadores

A continuación, se presenta una selección con indicadores extras que han sido calculados en el modelo LEAP de Honduras.

En contraste con la intensidad per cápita, la intensidad energética final por unidad de PBI tiene una trayectoria descendente, con una tasa cercana a -1% a.a. (2022-2050) asociado a que la tasa de crecimiento de la demanda final es inferior a la tasa de crecimiento del PBI. Parte de este efecto se debe a las diferentes medidas de eficiencia que han sido consideradas, incluida la penetración de estufas mejoradas.

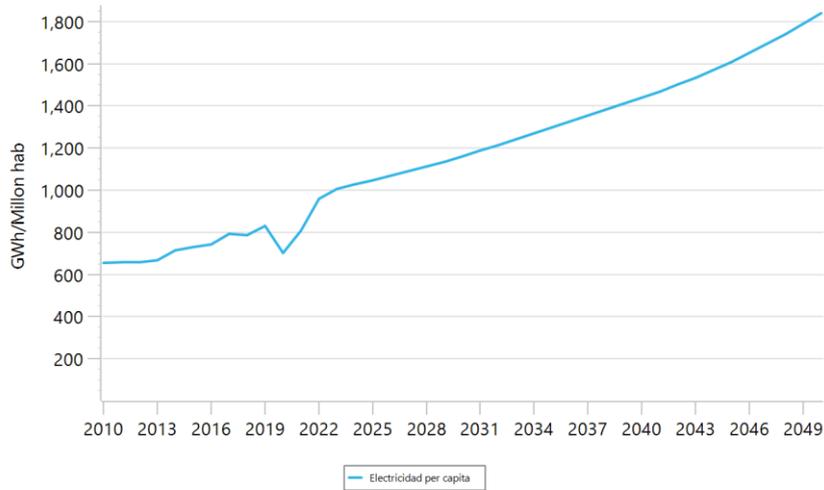
Figura 79. Evolución de la intensidad energética final por unidad de PBI



Fuente: elaboración propia

Por su parte, la demanda final de electricidad per cápita crece a una tasa cercana a 2.3% a.a., casi duplicándose desde 960 kWh por habitante en el 2022 hasta 1840 kWh por habitante en el 2050. El crecimiento más dinámico se presenta en la industria. Figura 80. Evolución de la demanda final de electricidad per cápita.

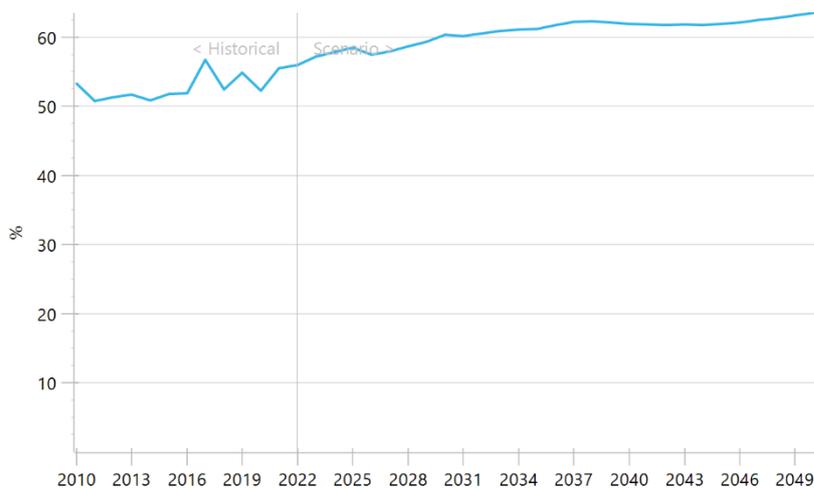
Figura 80. Demanda final de electricidad per cápita



Fuente: elaboración propia

El grado de dependencia energética se incrementa levemente desde el 56% al 64% en el periodo de análisis. Ello se debe principalmente a la penetración de fuentes fósiles importadas en la generación eléctrica de servicio público.

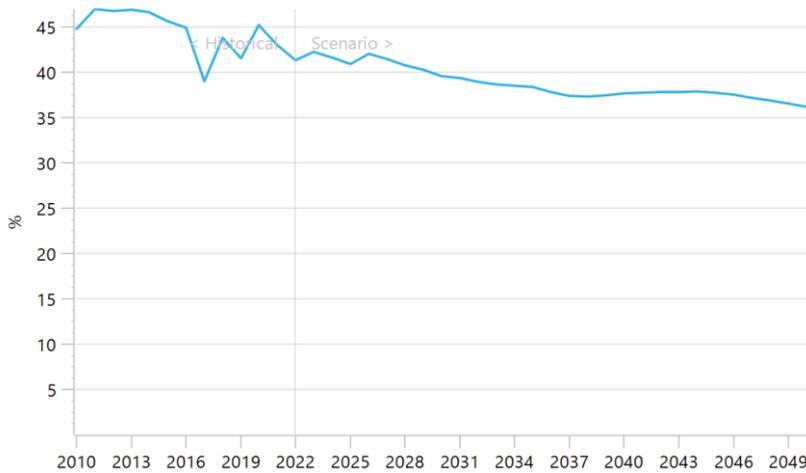
Figura 81. Dependencia energética (Importación de recursos / Oferta Bruta total)



Fuente: elaboración propia

En consonancia con el indicador anterior, la renovabilidad de la oferta bruta desciende desde 44% al 36% en el periodo de análisis. La razón es la misma a la indicada arriba, la mayor penetración de fuentes fósiles importadas en la matriz energética.

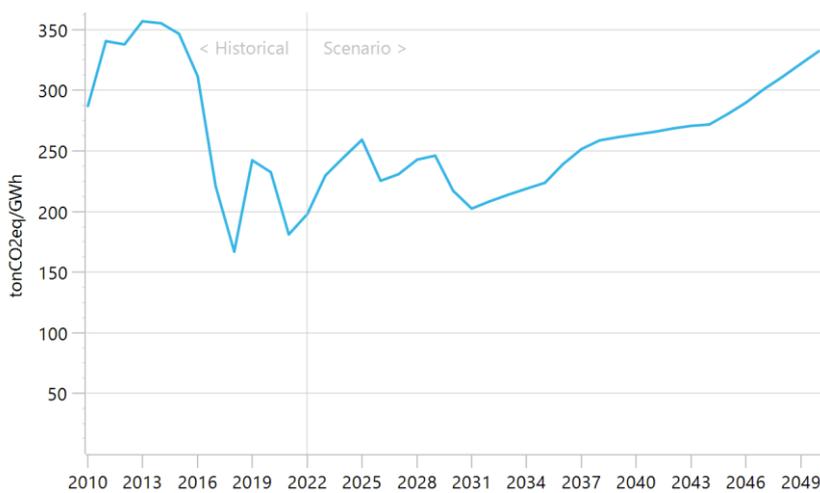
Figura 82. Renovabilidad de la Oferta Bruta Total (Oferta bruta renovable / Oferta bruta total)



Fuente: elaboración propia

Las emisiones específicas asociadas a la electricidad de servicio público se incrementan a partir del año 2030 debido a la significativa penetración del gas natural, alcanzando en el 2050 valores típicos a los de la década de 2010 (vinculadas principalmente a motores a fuel oil).

Figura 83. Emisiones específicas asociadas a la electricidad del SIN



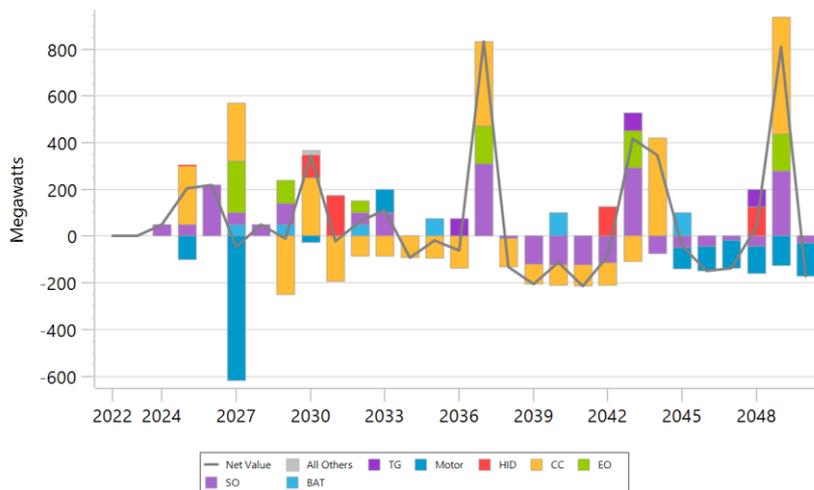
Fuente: elaboración propia

2.8 Comparación escenarios BAU y PIEG V

A continuación, se comparan tres resultados entre los escenarios BAU y PIEG V, con la idea de explorar los resultados del LEAP ante la modelación de los proyectos de servicio público (proyectos conectados al SIN que suministran electricidad a dicha red) como prueba de la modelación del programa ante las consideraciones del PIEG V. Si bien la generación total es la misma, ya que responde a la demanda considerada en el presente ejercicio, los resultados comparativos en la transformación reflejan el mayor grado de inclusión de energías renovables en el PIEG V, principalmente al comienzo del periodo de análisis, lo que está asociado principalmente a que el escenario base aquí modelado, se ha corrido con la variable de optimización de mínimo costo sin detallar parámetros de renovabilidad.

Si se evalúa la diferencia de la potencia instalada entre el PIEG V y el BAU, se observa que el escenario PIEG equipa en forma diferente al escenario Base, tanto con relación a la cantidad de potencia a instalar por tipo de central como a su distribución temporal. El PIEG instala cerca de 2000 MW más que el escenario base, principalmente de centrales solares, eólicas, hidro y baterías al comienzo del periodo de análisis, pero también de ciclo combinado y TG más adelante. Esta diferencia está asociada a la definición de cada escenario y en particular a los escenarios de producción de energía renovable que fueron adoptados en cada caso. Asimismo, el PIEG instala menos motores a fuel oil que el escenario Base, ya que como se mencionó, la modelación del BAU solo priorizó una optimización de mínimo costo.

Figura 84. Diferencial de potencia instalada PIEG V - BAU

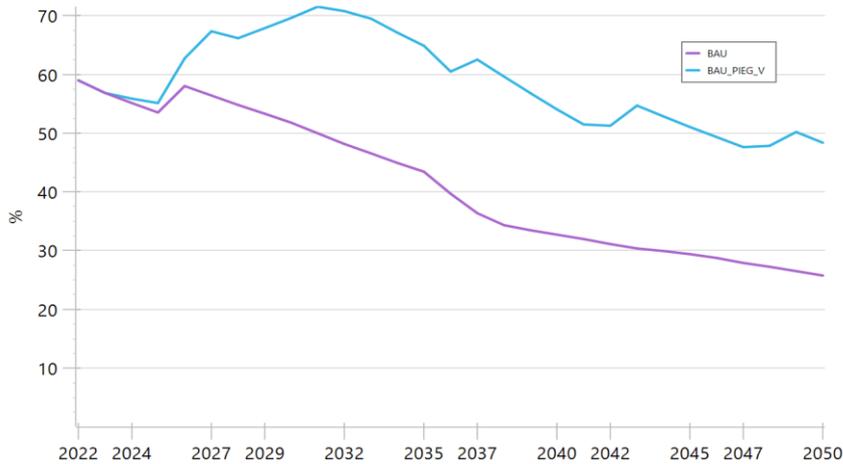


Fuente: elaboración propia

De acuerdo con el mayor nivel de equipamiento renovable en comparación con el escenario Base, el escenario PIEG muestra un índice de renovabilidad superior al del escenario Base (generación renovable / generación total). En el escenario PIEG, el índice aumenta inicialmente debido a la incorporación de nueva generación renovable, pero luego disminuye debido a la introducción de generación con ciclo

combinado y turbinas a gas natural, lo que reduce la participación de las fuentes renovables. Al compararlo con el escenario Base, el escenario PIEG despacha una mayor proporción de generación renovable, dado que no está condicionado por un escenario principalmente de optimización basado en costos.

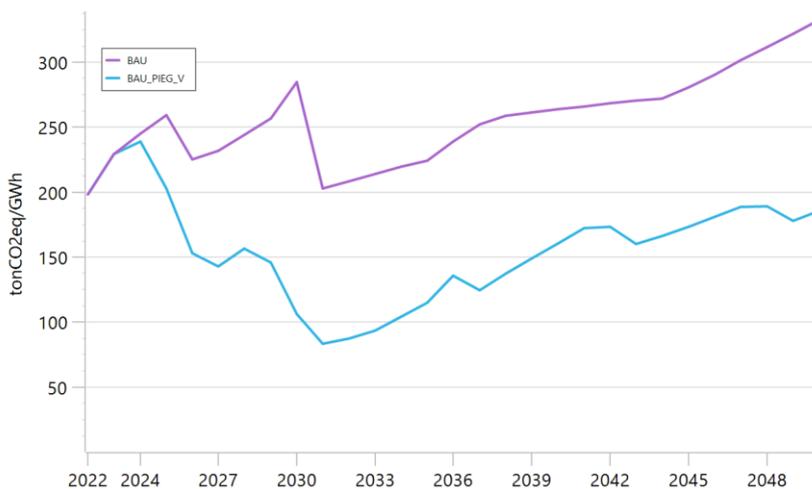
Figura 85. Índice de renovabilidad por escenario



Fuente: elaboración propia

Por último, las diferencias en la renovabilidad por escenario se reflejan en las emisiones específicas. Las emisiones específicas del PIEG se sitúan significativamente por debajo de las del Base, reduciéndose en los primeros años del periodo de análisis por la incorporación de potencia renovable, para luego aumentar de la mano de la generación en base a gas natural.

Figura 86. Emisiones específicas de GEI en generación de EE de servicio público



Fuente: elaboración propia

2. Conclusiones

Se ha construido un modelo del sistema energético de Honduras que permita crear escenarios de política energética que incluyan diversos tipos de acciones de eficiencia energética, sustitución de fuentes energéticas, mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y otras que puedan ayudar a cumplir con diversos compromisos nacionales e internacionales.

Este modelo incluye un escenario Base (BAU) que se alinea con las políticas energéticas en marcha y con las tendencias generales del sistema energético y las emisiones asociadas al mismo. Este escenario ha servido como escenario de prueba para poner a punto el modelo, en la segunda etapa del proyecto el BAU puede fortalecerse de acuerdo con estrategias, variables o parámetros que reflejen la línea de base que sea considerada por la Secretaría de Energía de Honduras y los actores claves del sector energético.

Con respecto a los resultados del escenario Base, si bien se trata de un escenario de prueba, se pueden destacar los siguientes aspectos para tener en cuenta en sucesivas modificaciones del modelo y en la elaboración de escenarios contrastados:

- El escenario base de demanda se encuentra enlazado con el comportamiento de crecimiento tanto de la población hondureña (la cual se espera crezca a una tasa del 1.2% a.a. durante el periodo de análisis) como el crecimiento de los diversos sectores económicos, lo que genera consecuentemente que la demanda energética presente un crecimiento del 3% a.a. durante el periodo 2022-2050.
- La participación de la leña en el sistema energético y en el sector residencial en particular es muy significativa a lo largo de todo el período de análisis, si bien es cierto la penetración de estufas mejoradas ocasiona una reducción en la participación de este energético en la demanda total que va del 32% en el 2022 al 24% en el 2050, es necesario evaluar medidas que fortalezcan y apunten a una mayor reducción en la demanda de dicho energético.
- El transporte es el principal sector de demanda final de energía hacia el año 2050, con un crecimiento muy dinámico del transporte particular asociado a la tendencia de crecimiento que ha presentado el parque vehicular en los últimos tiempos. Medidas como la penetración de combustibles alternativos como el biodiesel, el bioetanol y la electricidad permitirían que la demanda de la gasolina y el diésel se reduzcan del 95% al 87% del 2022 al 2050, sin embargo, es necesaria la generación de estrategias intensas que permitan reducir la dependencia que el sector transporte mantiene con los derivados del petróleo.
- El modelo ha destacado que la demanda de bioetanol de caña para gasolinas puede generar presión sobre la superficie destinada al cultivo de caña de azúcar, situación que despierta la necesidad de expansión de la superficie cultivada para abastecer la demanda o, en su defecto, será necesario considerar importar el bioetanol o apelar a otros insumos para su producción.
- Para correr el escenario BAU visto desde el lado de la oferta, se ha considerado un proceso de optimización de mínimo costo que permite al modelo seleccionar, de acuerdo con este parámetro, las adiciones de generación necesarias para satisfacer la demanda eléctrica. El sector de transformación más influyente en Honduras son las plantas que se encuentran al servicio público a

través del sistema interconectado nacional; a partir de 2029 se proyecta una fuerte sustitución de la generación con base en bunker por ciclos combinado utilizando gas natural, proveniente de la planta de regasificación. La optimización que alimentó el escenario BAU sugiere que el costo mínimo del sistema se alcanzaría inicialmente con una fuerte transición hacia el gas natural, seguida de una penetración progresiva de la generación solar, que comenzaría hacia finales de la próxima década.

- Se reduce la participación de las fuentes renovables en el sistema energético, principalmente por la influencia de la generación eléctrica de servicio público resultante de la optimización a mínimo costo que arrojó la utilización de energéticos derivados del petróleo para suplir la demanda eléctrica. Esto conduce a un crecimiento de las emisiones específicas de gases de efecto invernadero por unidad de electricidad generada.
- La conveniencia de la introducción del GNL en el sistema energético es muy sensible al precio relativo del GNL y del fuel oil, y al tipo de planta de regasificación a instalar, siendo recomendable realizar un análisis de sensibilidad en torno a las principales variables involucradas.

3. Referencias

Actualización de la Contribución Nacional Determinada de Honduras (NDC-HN). Dirección Nacional de Cambio Climático, Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (MiAmbiente+). Mayo 2021

Agenda de Energía: Honduras 2019-2021. Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. 2020

Anexos del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033. Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema, Centro Nacional de Despacho. Junio 2024.

Balance de Energía Nacional 2010-2022. Dirección Nacional de Planeamiento y Políticas Energéticas Sectoriales

Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica de Honduras. ONU / MOVE.

Evaluación de oportunidades de mejora de la Eficiencia Energética y la Gestión de la Demanda en Honduras. Banco Mundial. Mayo 2021.

Identificación y Priorización de “Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMA) en los Sectores de Agricultura, Transporte y Eco-fogones en Honduras”. División de Cambio Climático y Sostenibilidad del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) / SERNA. 2015

Informe de Cobertura y Acceso a la Electricidad 2022. Dirección General de Electricidad y Mercados, Secretaría de Energía.

Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2016-2020 de Honduras. Dirección Nacional de Cambio Climático-SERNA. Febrero 2024.

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2022. Dirección General de Electricidad y Mercados, Unidad de Análisis de Mercados Eléctricos, Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.

Informe Estadístico Mensual de Comercialización de Hidrocarburos en Honduras. Dirección General de Hidrocarburos y Combustibles.

Inventario de Gases de Efecto Invernadero: Sector energía 2005-2018. Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial, Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.

Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Honduras INGEI S/2005-2015. SERNA

LXXVII Encuesta Permanente de Hogares de propósitos múltiples. Instituto Nacional de Estadística (INE). Junio 2023.

LXXIV Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples. Instituto Nacional de Estadística (INE). Junio 2022.

Parque vehicular clasificado por tipo de vehículo. 2018-2022. INE / Instituto de la Propiedad.

Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 – 2031. Gerencia de Planificación del Sistema, Operador del Sistema. Febrero 2022.

Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033. Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema, Centro Nacional de Despacho. Diciembre 2023.

Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033. Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema, Centro Nacional de Despacho. Julio 2024.

Política de acceso universal a la electricidad para Honduras. Dirección General de Electricidad y Mercados, Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.

Propuesta de Hoja de Ruta 2050: Creando espacios, cerrando brechas. Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. 2021.

Prospectiva Energética: Adopción de la electromovilidad 2019 – 2050. Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.

Prospectiva Energética de Honduras 2017-2038. Fundación Bariloche. Diciembre 2019

Resultados de la encuesta de consumo de energía: sector residencial. Dirección Nacional de Planeamiento Energético y Política Energética Sectorial, Secretaría de Estado en el Despacho de Energía.

Segundo Informe Bienal de Actualización (BUR-2). Dirección Nacional de Cambio Climático-SERNA. Febrero 2024.

SIE – Honduras. OLADE. <https://siehonduras.olade.org/>

Anexo 1. Glosario de indicadores

Indicador	Descripción
Indicators\Auxiliar\LE	Demanda final de energía
Indicators\Auxiliar\BG	Producción primaria bagazo
Indicators\Auxiliar\RV	Producción primaria residuos vegetales
Indicators\Auxiliar\OB	Producción primaria otra biomasa
Indicators\Auxiliar\Hidro	Producción primaria hidro
Indicators\Auxiliar\Geo	Producción primaria geotermia
Indicators\Auxiliar\Sol	Producción primaria solar
Indicators\Auxiliar\EO	Producción primaria eólica
Indicators\Auxiliar\Oferta Bruta	Producción recursos primarios + Importación - Exportación (primarios + secundarios)
Indicators\Auxiliar\OTEP	Producción recursos primarios + Importación primarios - Exportación primarios
Indicators\Auxiliar\Fosiles en res y com	Demanda de energía fósil en sector residencial y comercial
Indicators\Auxiliar\Fosiles Industria	Demanda de energía fósil en sector industria
Indicators\Auxiliar\Elec per capita	Demanda final de electricidad de red per cápita
Indicators\Auxiliar\Consumo fos	Demanda final de energía fósil
Indicators\Auxiliar\Generacion SP	Generación eléctrica de Servicio Público
Indicators\Economicos\Gasto Fosiles en USD	Gasto en recursos energéticos fósiles
Indicators\Economicos\Gasto Fosiles por PBI	Gasto en recursos energéticos fósiles por unidad de PBI
Indicators\Economicos\Gasto Fosiles por hab	Gasto en recursos energéticos fósiles por habitante
Indicators\Electricos\Electricidad per capita	Demanda final de electricidad del sistema interconectado per capita
Indicators\Electricos\Costo medio electrico	Costo medio electrico
Indicators\Electricos\Emisiones especificas electricidad	Emisiones especificas por unidad de electricidad generada en Servicio Público
Indicators\Electricos\Generacion Renovables	Generacion de electricidad de fuentes renovables
Indicators\Electricos\Generacion Fossil	Generacion de electricidad de fuentes fósiles
Indicators\Electricos\Consumo Especifico tot GenEE	Consumo especifico de combustible / Generación de Servicio Público
Indicators\Electricos\Consumo Especifico solo fosil GenEE	Consumo especifico de combustible / Generación fósil en Servicio Público
Indicators\Electricos\Tipo\Generacion Distribuida	Generacion Distribuida
Indicators\Electricos\Tipo\Autoproduccion	Autoproduccion
Indicators\Electricos\Tipo\Servicio Publico	Generación en Servicio Publico
Indicators\Electricos\Tipo\Aislados	Generación en sistemas Aislados
Indicators\Transporte\Parque autos	Parque de autos
Indicators\Transporte\Parque camionetas pasajeros	Parque de camionetas pasajeros
Indicators\Transporte\Parque motos	Parque de motos
Indicators\Transporte\Parque buses	Parque de buses
Indicators\Transporte\Parque autos y camionetas	Parque de autos y camionetas
Indicators\Transporte\Parque camionetas carga	Parque de camionetas de carga
Indicators\Transporte\Parque camiones	Parque de camiones
Indicators\Transporte\Parque autos y camionetas por hab	Parque de autos y camionetas por habitante
Indicators\Transporte\Parque	Parque total carretero
Indicators\Transporte\Vehiculos EE	Parque de vehículos eléctricos
Indicators\Transporte\Parque per capita	Parque total carretero por habitante
Indicators\Varios\Autarquia	Importación de recursos / Oferta bruta de energía
Indicators\Varios\Intensidad Energetica	Demanda final de energía / PBI
Indicators\Varios\Consumo per capita	Demanda final de energía / habitante
Indicators\Varios\Renovabilidad de la OTEP	Producción de recursos primarios renovables / Oferta total de energía primaria
Indicators\Varios\Renovabilidad de la OBT	Producción de recursos primarios renovables / Oferta bruta total
Indicators\Varios\Generacion Contaminante	Emisiones especificas por unidad de electricidad generada en Servicio Público
Indicators\Varios\Fosiles en consumo	Demanda final de energía fósil / Demanda final de energía
Indicators\Varios\Consumo Contaminante	Emisiones totales / Demanda final de energía
Indicators\Consumo propio\Electricidad	Indicators\Consumo propio\Electricidad
Indicators\Consumo propio\Diesel	Indicators\Consumo propio\Diesel
Indicators\Agricola Biocombustibles\Materias primas\BD Palma	Biodiesel de palma / Demanda total de biodiesel
Indicators\Agricola Biocombustibles\Materias primas\BD otros	Biodiesel de otro origen / Demanda total de biodiesel
Indicators\Agricola Biocombustibles\Materias primas\E Caña	Bioetanol de caña / Demanda total de bioetanol
Indicators\Agricola Biocombustibles\Materias primas\E otros	Bioetanol de otro origen / Demanda total de bioetanol
Indicators\Agricola Biocombustibles\Superficie\Etanol\Remanente Caña	Superficie agrícola destinada a caña - superficie de caña requerida para bioetanol
Indicators\Agricola Biocombustibles\Superficie\Etanol\Superficie otros Etanol	Superficie de otros insumos requerida para bioetanol
Indicators\Agricola Biocombustibles\Superficie\Etanol\Superficie Caña Etanol	Superficie de caña requerida para bioetanol
Indicators\Agricola Biocombustibles\Superficie\Biodiesel\Remanente Palma	Superficie agrícola de palma - superficie de palma requerida para biodiesel
Indicators\Agricola Biocombustibles\Superficie\Biodiesel\Superficie otros Biodiesel	Superficie de otros insumos requerida para biodiesel
Indicators\Agricola Biocombustibles\Superficie\Biodiesel\Superficie Palma Biodiesel	Superficie de palma requerida para biodiesel
Indicators\Emisiones\Emis Energia CO2eq per capita	Emisiones per cápita del sector energía
Indicators\Emisiones\Emis Energia CO2eq por Oferta Bruta	Emisiones del sector energía / Oferta Bruta
Indicators\Emisiones\Emis Energia CO2eq por PBI	Emisiones del sector energía / PBI
Indicators\Emisiones\Emis CO2eq per capita	Emisiones totales per cápita

Indicador	Descripción
Indicators\Emissiones\Emissiones per capita Residencial	Emissiones energéticas per cápita del sector residencial
Indicators\Emissiones\Emissiones per capita Transporte	Emissiones energéticas per cápita del sector transporte
Indicators\Emissiones\Emissiones per capita Industria	Emissiones energéticas per cápita del sector industria
Indicators\Emissiones\Emissiones per capita CSyP	Emissiones energéticas per cápita del sector CSyP
Indicators\Intensidades\Residencial\EE	Demanda residencial de electricidad por hogar
Indicators\Intensidades\Residencial\GLP	Demanda residencial de GLP por hogar
Indicators\Intensidades\Residencial\Leña	Demanda residencial de leña por hogar
Indicators\Intensidades\Residencial\Kerosene	Demanda residencial de kerosene por hogar
Indicators\Intensidades\Residencial\Gasolina	Demanda residencial de gasolina por hogar
Indicators\Intensidades\Residencial\Parafina	Demanda residencial de parafina por hogar
Indicators\Intensidades\Residencial\CV	Demanda residencial de carbón vegetal por hogar
Indicators\Intensidades\Transporte\Gasolina	Demanda transporte de gasolina por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\Etanol	Demanda transporte de etanol por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\Diesel	Demanda transporte de diésel por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\Biodiesel	Demanda transporte de biodiesel por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\GLP	Demanda transporte de GLP por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\EE	Demanda transporte de electricidad por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\Kerosene	Demanda transporte de kerosene por habitante
Indicators\Intensidades\Transporte\Fuel Oil	Demanda transporte de fuel oil por habitante
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\EE	Demanda industrial de electricidad / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\GLP	Demanda industrial de GLP / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Gasolina	Demanda industrial de gasolina / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Kerosene	Demanda industrial de kerosene / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Diesel	Demanda industrial de diésel / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Fuel Oil	Demanda industrial de fuel oil / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Leña	Demanda industrial de leña / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Bagazo	Demanda industrial de bagazo / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Coque de petroleo	Demanda industrial de coque / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por fuente\Carbon mineral	Demanda industrial de carbón mineral / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por rama\Total_industria	Demanda industrial / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por rama\No_especificada	Demanda industria no especificada / VA industria
Indicators\Intensidades\Industria por rama\Minas y canteras	Demanda industria minas y canteras / VA minas y canteras
Indicators\Intensidades\Industria por rama\Construccion	Demanda construcción / VA construcción
Indicators\Intensidades\CSyP\EE	Demanda CSyP electricidad / VA Comercial
Indicators\Intensidades\CSyP\GLP	Demanda CSyP GLP / VA Comercial
Indicators\Intensidades\CSyP\Gasolina	Demanda CSyP gasolina / VA Comercial
Indicators\Intensidades\CSyP\Kerosene	Demanda CSyP kerosene / VA Comercial
Indicators\Intensidades\CSyP\Diesel	Demanda CSyP diésel / VA Comercial
Indicators\Intensidades\CSyP\Fuel Oil	Demanda CSyP fuel oil / VA Comercial
Indicators\Intensidades\CSyP\Leña	Demanda CSyP leña / VA Comercial
Indicators\Intensidades\Agricultura Silvicultura y Pesca\Gasolina	Demanda Agricultura Silvicultura y Pesca gasolina / VA agricultura
Indicators\Intensidades\Agricultura Silvicultura y Pesca\Etanol	Demanda Agricultura Silvicultura y Pesca etanol / VA agricultura
Indicators\Intensidades\Agricultura Silvicultura y Pesca\Diesel	Demanda Agricultura Silvicultura y Pesca diésel / VA agricultura
Indicators\Intensidades\Agricultura Silvicultura y Pesca\Biodiesel	Demanda Agricultura Silvicultura y Pesca biodiesel / VA agricultura
Indicators\Intensidades\Agricultura Silvicultura y Pesca\GLP	Demanda Agricultura Silvicultura y Pesca GLP / VA agricultura
Indicators\Intensidades\Agricultura Silvicultura y Pesca\Kerosene	Demanda Agricultura Silvicultura y Pesca kerosene / VA agricultura
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Gasolina	Demanda final de gasolina por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Etanol	Demanda final de etanol por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Diesel	Demanda final de diésel por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Biodiesel	Demanda final de biodiesel por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\GLP	Demanda final de GLP por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\EE	Demanda final de electricidad por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Kerosene	Demanda final de kerosene por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Fuel Oil	Demanda final de fuel oil por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Leña	Demanda final de leña por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Bagazo	Demanda final de bagazo por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Coque de petroleo	Demanda final de coque por habitante
Indicators\Intensidades\Total_per capita\Carbon mineral	Demanda final de carbón mineral por habitante
Indicators\AMES\Costo_GEN_EE	indicador para AMES
Indicators\AMES\Volumen_GEN_EE	indicador para AMES
Indicators\AMES\VA_NoGEN	indicador para AMES
Indicators\AMES\VA_EE_Total	indicador para AMES
Indicators\Estufas mejoradas	indicador para AMES

Anexo 2. Precios de los combustibles para generación (USD/Millón de BTU)

Combustible	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas Natural	8.5	10.4	10.4	9.5	9.7	9.9	10.1
Bunker	11.7	9.6	7.5	7.7	7.9	8.1	8.3
Carbón	12.6	6.8	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9

Fuente: elaboración propia