

**Modelo de Optimización del Sistema de Energía Colombiano para la Configuración
de una Canasta Energética Sostenible**

Fernando Antonio Plazas Niño

**Trabajo de investigación para optar por el título de Magíster en Ingeniería
Industrial**

Director

Néstor Raúl Ortiz Pimiento, PhD. Ingeniería

Codirector

Erik Giovany Montes Páez, MSc. Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Estudios Industriales y Empresariales

Maestría en Ingeniería Industrial

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A Dios, que me abre las puertas para tener éxito en cada paso de mi vida.

A mis padres Gladiz y Antonio, por su apoyo incondicional y cuidado en todo momento.

A mi hermana Camila, por su amor y amistad.

A mi gran amigo Juan David, por todo el cariño y apoyo en los momentos buenos y no tan buenos de este viaje en la investigación.

Agradecimientos

Mi absoluta gratitud para:

La Universidad Industrial de Santander por brindarme la oportunidad de cursar la maestría y apoyar mis estudios a través del programa de créditos condonables para programas en investigación.

Los profesores Néstor Ortiz y Erik Montes por su acompañamiento en el desarrollo del trabajo de investigación.

El grupo de investigación OPALO por acoger mi idea investigativa y permitirme participar en diferentes eventos de enriquecimiento profesional y personal.

La profesora Aura Pedraza por su apoyo y gestión para culminar exitosamente cada momento de la maestría.

Mis compañeros de maestría por el tiempo que compartimos dentro y fuera del aula de clase tanto presencial como virtualmente.

Tabla de contenido

Introducción	14
1. Generalidades del Proyecto.....	16
1.1. Objetivo General.....	17
1.2. Objetivos Específicos	17
1.3. Planteamiento y Justificación del Problema.....	17
1.4. Metodología.....	21
1.5. Revisión de Literatura	23
2. Contexto.....	23
2.1. Sector Energético Colombiano.....	24
2.2. Balance de Emisiones	31
2.3. Marco Regulatorio.....	33
2.4. Pilares para la Descarbonización y la Transición Energética.....	37
2.4.1. Energías Renovables	37
2.4.2. Eficiencia Energética.....	37
2.4.3. Electrificación	37
2.4.4. Hidrógeno.....	38
2.4.5. Bioenergía	38
2.4.6. Captura, Almacenamiento y Uso del Carbono (CCUS).....	38

2.4.7.	Cambio del Comportamiento del Consumidor.....	39
3.	Proceso de Modelado	39
3.1.	Modelo Conceptual del Sistema de Energía.....	39
3.2.	Formulación Matemática del Modelo.....	42
3.2.1.	Índices (Sets)	42
3.2.2.	Parámetros	43
3.2.3.	Variables de Decisión.....	49
3.2.4.	Función Objetivo.....	56
3.2.5.	Restricciones	57
4.	Solución del Modelo	70
4.1.	Programación del Modelo	70
4.2.	Datos de Entrada del Modelo	70
4.3.	Validación del Modelo	71
4.4.	Definición de Escenarios	74
5.	Resultados	80
5.1.	Canasta Energética 2020-2050	81
5.2.	Sector Eléctrico.....	82
5.3.	Participación de Energías Renovables.....	84
5.4.	Sector Transporte.....	85
5.5.	Sector Industrial.....	88

5.6.	Sector Residencial	89
5.7.	Otros Sectores.....	90
5.8.	Participación Sectorial.....	91
5.9.	Hidrógeno	92
5.10.	Importaciones	93
5.11.	Biocombustibles	94
5.12.	CCS.....	95
5.13.	ZNI.....	96
5.14.	Emisiones.....	97
5.15.	Costos	98
6.	Discusión.....	99
6.1.	Hallazgos, Contribuciones y Recomendaciones de Política Pública.....	99
6.2.	Limitaciones y Recomendaciones para Investigaciones Futuras	105
7.	Conclusiones	107
	Referencias.....	110
	Apéndices.....	126

Lista de tablas

Tabla 1. Índices del modelo	42
Tabla 2. Parámetros globales	43
Tabla 3. Parámetros de costos.....	44
Tabla 4. Parámetros de demanda	45
Tabla 5. Parámetros de emisiones.....	45
Tabla 6. Parámetros de CCS.....	46
Tabla 7. Parámetros de margen de reserva	46
Tabla 8. Parámetros de actividad.....	47
Tabla 9. Parámetros de restricciones de capacidades	48
Tabla 10. Parámetros de restricciones de actividad.....	48
Tabla 11. Parámetros de objetivos de energía renovable.....	49
Tabla 12. Variables de decisión de costos	49
Tabla 13. Variables de decisión de demanda.....	52
Tabla 14. Variables de decisión de capacidad	52
Tabla 15. Variables de decisión de actividad.....	52
Tabla 16. Variables de decisión de emisiones	53
Tabla 17. Variables de decisión de margen de reserva.....	55
Tabla 18. Variables de decisión de objetivo de energía renovable.....	55
Tabla 19. Variables de decisión de CCS.....	56
Tabla 20. Caracterización cuantitativa de los escenarios de estudio.	78
Tabla 21. Estadísticas de los escenarios del estudio.	80

Tabla 22. Objetivos propuestos para la formulación de política pública..... 100

Tabla 23. Acciones propuestas para la descarbonización del sector transporte 102

Lista de figuras

Figura 1. Metodología del proyecto de investigación por etapas	22
Figura 2. Canasta energética primaria 2020. Adaptado de (UPME, 2021b)	24
Figura 3. Canasta energética secundaria 2020. Adaptado de (UPME, 2021b).....	25
Figura 4. Capacidad instalada de generación eléctrica en el SIN. Adaptado de (XM, 2022).....	26
Figura 5. Consumo de energía por sector en 2020 (UPME, 2021b).....	27
Figura 6. Consumo de energía por categoría en el sector transporte en 2020 (UPME, 2021b) ..	27
Figura 7. Consumo de energía por energético en el sector transporte en 2020 (UPME, 2021b)	28
Figura 8. Consumo de energía por energético en el sector industrial en 2020 (UPME, 2021b) .	29
Figura 9. Consumo de energía por energético en el subsector residencial urbano en 2020 (UPME, 2021b)	30
Figura 10. Consumo de energía por energético en el subsector residencial rural en 2020 (UPME, 2021b)	30
Figura 11. Consumo de energía por energético en otros sectores (comercial y público, agropecuario, minero y construcciones) (UPME, 2021b)	31
Figura 12. Participación en emisiones de GEI por sector en 2018 (IDEAM et al., 2021).....	32
Figura 13. Evolución temporal de las emisiones de GEI en el sector energético (BP, 2022; IDEAM, et al., 2021)	33
Figura 14. Sistema de energía de referencia simplificado.	41
Figura 15. Ejemplos de manejo de las tasas de actividad de entrada y salida	63
Figura 16. Comparativa canasta primaria 2020	72
Figura 17. Comparativa canasta secundaria 2020.....	73

Figura 18. Comparativo matriz de generación eléctrica 2020	74
Figura 19. Comparativo emisiones de dióxido de carbono del sector energético 2020.	74
Figura 20. Canasta energética por escenario.....	81
Figura 21. Generación eléctrica por escenario.....	83
Figura 22. Participación de las energías renovables por escenario.....	84
Figura 23. Consumo energético por escenario para el sector transporte carretero de pasajeros privado	86
Figura 24. Consumo energético por escenario para el sector transporte carretero de pasajeros público.....	87
Figura 25. Consumo energético por escenario para el sector transporte carretero de carga.....	88
Figura 26. Consumo del sector industrial por escenario.....	89
Figura 27. Consumo sector residencial por escenario	90
Figura 28. Consumo otros sectores por escenario	91
Figura 29. Participación sectorial en el consumo energético por escenario.	92
Figura 30. Producción de hidrógeno por escenario.	93
Figura 31. Porcentaje de la canasta energética nacional en importaciones por escenario.....	94
Figura 32. Producción de biocombustibles por escenario.	95
Figura 33. Volumen de CO2 almacenado por escenario.	96
Figura 34. Emisiones sectoriales por escenario	97
Figura 35. Valor presente neto de los costos totales por escenario	98
Figura 36. Valor presente neto de los costos sectoriales por escenario	99

Lista de apéndices

Apéndice A. Sistema de energía de referencia del modelo.	126
Apéndice B. Descripción de los energéticos y tecnologías representadas en el modelo	131
Apéndice C. Código del modelo matemático implementado en Python	151
Apéndice D. Pruebas secuenciales de casos juguete	180
Apéndice E. Base de datos de entrada del modelo	192

Resumen

Título: Modelo de optimización del sistema de energía colombiano para la configuración de una canasta energética sostenible.

Autor: Fernando Antonio Plazas Niño

Director: PhD. Néstor Raúl Ortiz Pimiento

Codirector: MSc. Erik Giovany Montes Páez

Palabras clave: Sistema de energía, modelo de optimización, transición energética, canasta energética, descarbonización.

Descripción:

El compromiso del país frente a los Acuerdos de París plantea una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de 51% en 2030 y la intención de ser carbono neutral en 2050. El logro de estos objetivos requiere la transformación del sector energético que contribuye con 31% de dichas emisiones, no obstante, este proceso de transición exige una planeación robusta y lineamientos de política claros. En este contexto, los modelos de optimización de sistemas de energía son una herramienta fundamental para apalancar la toma de decisiones en política y planeación energética. Este proyecto propone un modelo de programación lineal que combina la estructura del actual sistema de energía colombiano y el conjunto de tecnologías potenciales para lograr la descarbonización del sector energía tanto a nivel de la oferta como de la demanda en los próximos 30 años. En conjunción con la consolidación de una completa base de datos y la formulación de escenarios futuros, el modelo es utilizado para evaluar la canasta energética que puede posibilitar la sostenibilidad en términos de mitigación del cambio climático, seguridad energética y asequibilidad de los servicios de uso final.

Abstract

Title: Colombian Energy System Optimization Model for the Assessment of a Sustainable Energy Mix

Autor: Fernando Antonio Plazas Niño

Director: PhD. Néstor Raúl Ortiz Pimiento

Co-director: MSc. Erik Giovany Montes Páez

Keywords: Energy system, optimization model, energy transition, energy mix, decarbonization.

Summary:

Colombia's commitment to the Paris agreement is to reduce greenhouse gas (GHG) emissions by 51% by 2030 and try to reach carbon neutrality by 2050. The goal accomplishment requires the energy sector transformation that accounts for 31% of GHG emissions. Nevertheless, energy transition demands robust planning and a clear policy framework. In this context, energy system optimization models are essential tools to support decision-making in energy planning and policy. The project proposes a mixed-integer linear programming model that combines the current Colombian energy system structure, and the set of potential technologies to accomplish energy sector decarbonization in both supply and demand by the next 30 years. The study also presents a consolidated energy database and scenario analysis. The model assesses the energy mix that could enable sustainability in terms of climate change mitigation, energy security, and end-use service affordability.

Introducción

La planeación energética es una tarea de interés nacional debido a la necesidad omnipresente de la energía para el desarrollo económico y social de cualquier país. Un desarrollo que, en el actual contexto de calentamiento global y cambio climático, debe ser sostenible. Esta interrelación energía-sostenibilidad es claramente expresada en el paradigma actual de la energía descrito por (Spittler et al., 2019) que enuncia: “La energía es central para el desarrollo sostenible, donde la sostenibilidad abarca el mínimo impacto ambiental, la seguridad energética y la asequibilidad para llegar a la gente más pobre”.

De esta forma, la configuración de la canasta energética colombiana debe gravitar sobre el concepto de la sostenibilidad en tres frentes:

- Mitigación del impacto ambiental, que busca la reducción de emisión de gases de efecto invernadero en el marco de los Acuerdos de París.
- Seguridad energética, que apunta a la satisfacción de la demanda de los servicios finales de energía garantizando un suministro confiable y continuo.
- Asequibilidad, orientada a minimizar los costos del sistema de energía de tal manera que los precios para los consumidores finales sean asequibles.

Para el logro de esta combinación de condicionales, los gobiernos y tomadores de decisiones en el sector energético se apoyan en modelos de los sistemas de energía que son herramientas que permiten evaluar las estrategias y objetivos de largo plazo (Prina et al., 2020). En este campo de la ciencia, los modelos de optimización de sistemas de energía (ESOM) permiten integrar los tres componentes de la sostenibilidad (Weber et al., 2019), y encontrar la canasta energética óptima en términos de protección ambiental, confiabilidad y costo-eficiencia.

Teniendo en cuenta lo anterior, el objetivo del presente proyecto es desarrollar un modelo de optimización del sistema de energía colombiano que permita encontrar la configuración de una

canasta energética sostenible bajo diferentes escenarios futuros. El análisis derivado de los resultados del modelo permite brindar ideas y recomendaciones para las entidades gubernamentales, organizaciones privadas y academia que intervienen en el sector energético, en relación con las acciones y lineamientos de política que son necesarios para alcanzar las metas de transición energética en los próximos años.

Este trabajo se divide en 7 secciones así: la sección 1 enuncia las generalidades del proyecto incluyendo los objetivos, el planteamiento, justificación, metodología y revisión de literatura del proyecto; la sección 2 caracteriza el contexto actual del sistema energético colombiano y las tecnologías potenciales para ser incorporadas en el futuro; la sección 3 detalla el proceso de modelado; la sección 4 describe la programación del modelo para la obtención de soluciones, la base de datos de entrada recopilada para el proyecto, el ejercicio de validación de los resultados y el planteamiento de los escenarios de análisis; las secciones 5 y 6 exponen los resultados y discusión de los principales hallazgos del proyecto. Finalmente, la sección 7 cierra con las conclusiones.

1. Generalidades del Proyecto

Título del proyecto: Modelo de optimización del sistema de energía colombiano para la configuración de una canasta energética sostenible

Responsables:

Nombre del estudiante: Fernando Antonio Plazas Niño

Email: fernando.plazas11@gmail.com

Nombre del director: Néstor Raúl Ortiz Pimiento PhD.

Email: nortiz@uis.edu.co

Grupo de Investigación en Optimización y Organización de Sistemas Productivos,
Administrativos y Logísticos OPALO

Nombre del codirector: Erik Giovany Montes Páez MSc.

Email: erimonpa@uis.edu.co

Grupo de Investigación en Planeamiento Energético GALILEO

1.1. Objetivo General

Desarrollar un modelo de optimización del sistema de energía colombiano para la configuración de una canasta energética sostenible.

1.2. Objetivos Específicos

Definir el modelo conceptual del sistema de energía colombiano como base del proceso de modelado.

Realizar la formulación matemática de un modelo de optimización del sistema de energía colombiano.

Crear un repositorio de datos de entrada del modelo de acceso abierto como herramienta de reproducibilidad de resultados.

Construir los escenarios de estudio que permitan la definición de las restricciones y suposiciones del modelo.

Analizar los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios para la formulación de recomendaciones en planeación energética que permitan la configuración de una canasta energética sostenible.

1.3. Planteamiento y Justificación del Problema

Los graves efectos del cambio climático en el mundo tales como el derretimiento de los glaciares, el aumento de desastres naturales, la amenaza a la disponibilidad de recursos hídricos y agrícolas, la afectación de ecosistemas marinos y terrestres y la pérdida de fauna y flora, representan uno de los desafíos más importantes del siglo XXI, y han generado consenso internacional en la necesidad de un desarrollo sostenible que permita mantener el calentamiento

global por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, el cual ha sido formalizado a través de los acuerdos de París (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015).

Como mecanismo para lograr resultados tangibles en el mediano y largo plazo, los acuerdos incluyen unos compromisos mínimos de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por parte de cada país, los cuales se denominan contribuciones nacionalmente determinadas (NDC) y son actualizadas cada cinco años desde 2015, con el propósito de demostrar el esfuerzo continuo de cada nación en el camino hacia la descarbonización (Godínez-Zamora et al., 2020).

Colombia como miembro firmante de los acuerdos de París, y en respuesta a la tarea de actualización de las NDC en 2020, estableció una meta de emisiones máxima equivalente a 169,44 millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono (Mton eq CO₂) para 2030, lo cual representa una reducción de 51% en el nivel de emisiones para el escenario tendencial, además de indicar un decrecimiento en dichas emisiones a partir de 2027 con miras a lograr la carbono neutralidad hacia 2050 (Gobierno de Colombia, 2020). Esta nueva meta es considerablemente más ambiciosa a la planteada en el año 2015 que buscaba llegar a un máximo de 265,9 Mton eq CO₂ en 2030, lo cual supone un reto enorme para todos los sectores económicos del país, incluido el sector energético, el cual de acuerdo al último inventario de GEI realizado por el IDEAM contribuyó con cerca de 31% de las emisiones totales del país, lo que representó 93 Mton eq CO₂ en términos absolutos (IDEAM et al., 2021) , además de los desafíos adicionales asociados a los subsectores de difícil descarbonización como el transporte de tráfico pesado, la aviación y las grandes industrias (Davis et al., 2018).

Este panorama retador de alcanzar la descarbonización del sector energético requiere modelos matemáticos que permitan representar las configuraciones complejas de los sistemas de

energía en términos técnicos, económicos, ambientales y sociales (Hirt et al., 2020; Limpens et al., 2019; Tovar-Facio et al., 2021; Watts & Martinez, 2012). Este campo del modelado matemático se conoce como modelado de sistemas de energía, y es reconocido como una herramienta relevante para la planeación energética en el proceso de apoyar a los gestores de políticas energéticas en la definición de objetivos energéticos y las correspondientes mejores estrategias para alcanzar dichos objetivos (Hawker & Bell, 2020; Horschig & Thrän, 2017; Prina et al., 2020).

Además de los objetivos ambientales, la planeación energética busca encontrar aquella canasta energética entre recursos y procesos de conversión que posibiliten la satisfacción de la demanda en una forma costo-efectiva (Mougouei & Mortazavi, 2017; Watts & Martinez, 2012), lo cual conlleva al paradigma actual de la energía descrito por (Spittler et al., 2019): “La energía es central para el desarrollo sostenible, donde la sostenibilidad abarca el mínimo impacto ambiental, la seguridad energética y la asequibilidad para llegar a la gente más pobre”, el cual se alinea completamente con el objetivo de desarrollo sostenible número 7 (“Asegurar el acceso a energía asequible, confiable, limpia y moderna para todos”). Esta conceptualización implica la necesidad de analizar los objetivos de reducción de emisiones, no solamente desde la óptica ambiental, sino también en relación con la satisfacción de la demanda (e.d. la seguridad energética) y a la asequibilidad de los servicios de energía.

La sostenibilidad concebida desde estos tres componentes puede ser operacionalizada por medio de un modelo de optimización (Weber et al., 2019):

- Impacto ambiental: Restricción en el total de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Seguridad energética: Restricción referente al cumplimiento de la satisfacción de la demanda.

- Asequibilidad: Minimización de los costos totales del sistema, considerando que un menor costo en los servicios de energía se traduzca en un menor precio para el consumidor final.

De esta manera, los modelos de optimización de sistemas de energía permiten considerar la demanda, los costos y las restricciones ambientales para hallar la canasta energética óptima, siendo estos ampliamente usados en el soporte de toma de decisiones de política energética para el desarrollo de estrategias de descarbonización de largo plazo (J. DeCarolís et al., 2017; Kato & Kurosawa, 2021; Kueppers et al., 2020; Sarmiento et al., 2019).

Estudios previos han abordado el tema de modelado del sistema de energía nacional, pero esencialmente desde el enfoque metodológico de simulación, explorando el impacto de acciones de mitigación nacionalmente apropiadas (NAMAs) en la reducción de emisiones (Arango-Aramburo et al., 2020), los efectos de la integración de fuentes de energía renovables (Pupo-Roncillo et al., 2019), o posibles trayectorias de descarbonización (UPME, 2020c). Otros autores han implementado modelos de evaluación integrada con el fin de evaluar el potencial para alcanzar la carbono neutralidad al 2050 (Bataille et al., 2020), el efecto de impuestos al carbono y objetivos de mitigación de emisiones de CO₂ (Calderón et al., 2014a) y los impactos de un acelerado desarrollo de la bioeconomía en el país (Gonzalez-Salazar et al., 2016), este último también estudiado desde la óptica del modelo TIMES (Younis et al., 2020). Sin embargo, ningún trabajo ha abordado el estudio de una canasta energética sostenible que involucre el cumplimiento de las NDC 2020, la satisfacción de la demanda y el mínimo costo, a través del uso de un modelo de optimización, y como lo destaca el Plan Energético Nacional, sus ejercicios de simulación a diferencia de un enfoque basado en optimización, no permiten determinar las trayectorias de menor

costo para alcanzar los escenarios de descarbonización planteados (UPME, 2020c), por lo cual esta investigación busca cerrar esta brecha en el conocimiento.

Adicionalmente, el trabajo investigativo busca incorporar la tendencia internacional de modelado abierto de sistemas de energía, una temática aún no desarrollada en el país, pero que es uno de los mayores desafíos en esta área de investigación (Chang et al., 2021; Dodds et al., 2015; Lopion et al., 2018; Morrison, 2018; Pfenninger et al., 2018; Prina et al., 2020; Savvidis et al., 2019), y la cual trae consigo múltiples beneficios en términos de mayor reproducibilidad y calidad científica, facilidad en la colaboración entre academia y gobierno, menos oposición pública a nueva legislación e infraestructura, y mayor productividad en investigación.

Finalmente, en sintonía con la relevancia práctica, el presente trabajo pretende ser la semilla de una línea de investigación en modelado de sistemas de energía que conlleve a la realización de nuevos proyectos de investigación para la construcción de un modelo de evaluación integrada y metodologías conexas, lo que a su vez permita a la Universidad Industrial de Santander participar en la discusión de la planeación energética nacional, y contribuir al trabajo prospectivo desarrollado por organizaciones gubernamentales como la Unidad de Planeación Energética Nacional (UPME) y el Centro Regional de Estudios de Energía (CREE).

1.4. Metodología

La metodología desarrollada para este proyecto es una adaptación de la propuesta metodológica de (Hillier & Lieberman, 2010) para los estudios de investigación de operaciones. Se siguieron cinco etapas esquematizadas en la Figura 1 y descritas a continuación.

- Etapa 1: Definición del contexto del problema identificando los elementos del sistema de energía colombiano actual y el conjunto de tecnologías potenciales para la descarbonización y transición energética en los próximos años.

- Etapa 2: Proceso de modelado donde se lleva a cabo el modelado conceptual y matemático del sistema de energía colombiano definiendo la función objetivo, índices, parámetros y variables.
- Etapa 3: Solución del modelo a partir de su programación en Python y el uso del solver GLPK. En esta fase se comprueba el funcionamiento correcto del modelo realizando pruebas secuenciales con casos juguete y valores extremos, se realiza la recolección de datos creando un repositorio en Github, se realiza una validación de los resultados con un año de referencia, y se definen los escenarios de análisis del estudio.
- Etapa 4: Análisis de resultados por categoría y escenario de forma comparativa.
- Etapa 5: Interpretación de los resultados para la formulación de recomendaciones en política pública y propuestas de futuros trabajos en el área de investigación.

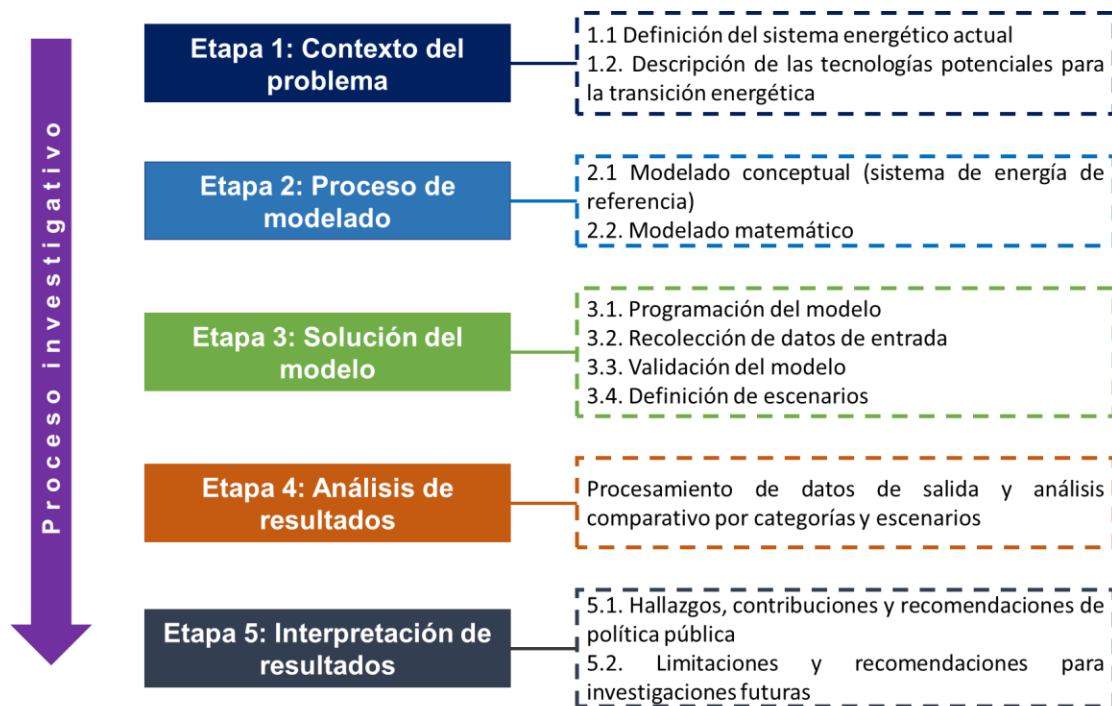


Figura 1. Metodología del proyecto de investigación por etapas

1.5. Revisión de Literatura

El proceso de revisión de literatura exploró cinco temas del área de investigación: 1) Clasificación y descripción de los modelos de sistemas de energía, 2) Modelos de optimización de sistemas de energía nacionales (ESOM), 3) Datos de entrada y salida de los ESOM, 4) Análisis de escenarios y caminos hacia la descarbonización, y 5) Desafíos y oportunidades de investigación. Este segmento del trabajo fue publicado en la revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews* bajo el título “National energy system optimization modelling for decarbonization pathways analysis: A systematic literature review” y puede ser consultado en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122003148#sec3>.

2. Contexto

El desarrollo sostenible plantea la necesidad de una profunda transformación en el sistema energético del país que conlleve a la reducción en el uso de combustibles fósiles y la consecuente adopción de fuentes de energía bajas en carbono, asegurando los niveles suficientes de seguridad energética y acceso universal a toda la población. Actualmente, la base económica de Colombia se caracteriza por la extracción de materias primas con poco valor agregado, siendo el petróleo, el gas natural y el carbón, actores principales en la canasta energética nacional (Universidad Nacional de Colombia & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2018).

Esta disparidad entre el estado actual y el futuro deseado representa el análisis inicial en el proceso de modelado. La identificación de aquellos elementos que constituyen el sistema de energía nacional, así como los procesos y tecnologías potenciales que pueden permitir alcanzar una canasta energética sostenible en los próximos años, será discutida en las secciones 2.1 a 2.4. constituyendo el primer paso en el proceso investigativo.

2.1. Sector Energético Colombiano

Colombia ha visto una enorme transformación energética de 1975 a 2019 pasando de consumir 728 PJ a 1348 PJ, impulsada por el crecimiento poblacional y el desarrollo económico del país (UPME, 2020c). De acuerdo con el último balance energético nacional (BECO), el consumo de energía se situó en 1201 PJ en 2020, mostrando una reducción del 10,9% respecto a 2019, efecto derivado de la pandemia de COVID-19 que paralizó el país durante 2020, y que redujo la demanda de energía en todos los sectores económicos.

La canasta energética primaria en 2020 fue dominada por los combustibles fósiles representando cerca del 76% del total de energía consumida en el país como lo muestra la Figura 1. De acuerdo con el BECO, se identifican 8 categorías de energéticos primarios: bagazo, carbón mineral, gas natural, energía hidrocinética, leña, petróleo, residuos y otros renovables. En este último, se encuentran las fuentes renovables no convencionales como la energía solar y la energía eólica.

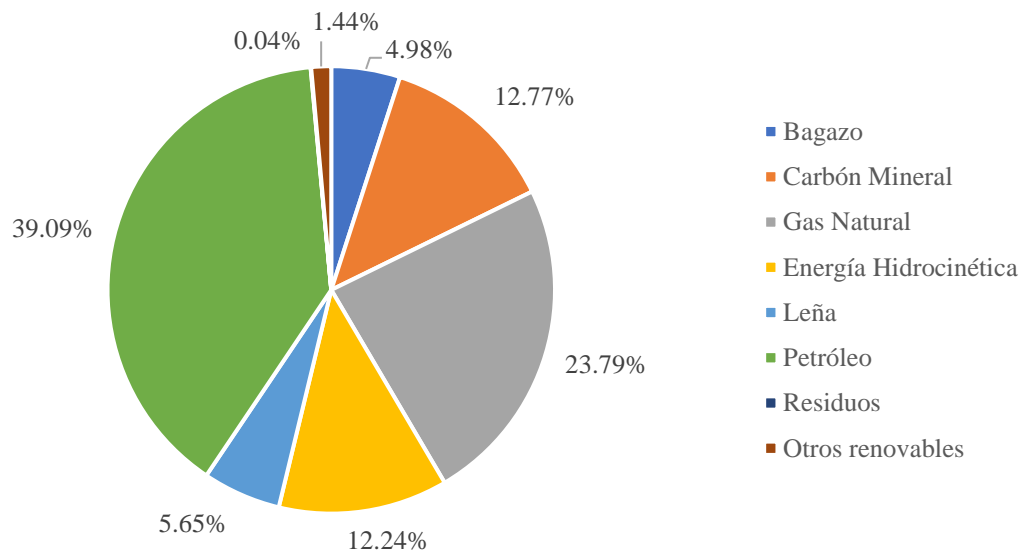


Figura 2. Canasta energética primaria 2020. Adaptado de (UPME, 2021b)

En relación con la canasta energética secundaria, es decir, los energéticos obtenidos a partir de la transformación o procesamiento de los energéticos primarios, el patrón de utilización de combustibles fósiles se repite mostrando un uso cercano al 75%, incluyendo un 30% de la participación de la electricidad del sistema nacional interconectado (SIN) que proviene de térmicas a carbón y gas natural. La Figura 2 también permite observar otros energéticos como el alcohol carburante y el biodiesel que se obtienen a partir de la caña de azúcar y el aceite de palma respectivamente, y son usados para mezcla con los combustibles convencionales de gasolina y diésel. Otros energéticos con participaciones mínimas son el carbón vegetal obtenido de la combustión de la leña, y el coque obtenido del mismo proceso a partir del carbón mineral.

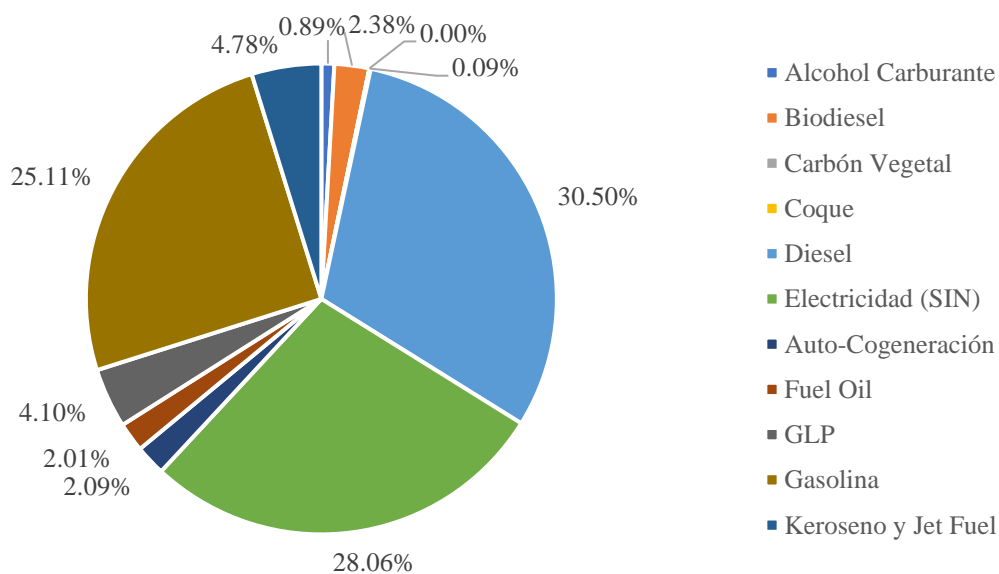


Figura 3. *Canasta energética secundaria 2020. Adaptado de (UPME, 2021b)*

En términos de generación eléctrica, la matriz de capacidad instalada perteneciente al SIN cuenta con 17762 MW (XM, 2022), la cual se constituye en su mayor parte por energía hidroeléctrica, seguido de las térmicas (gas natural y carbón) y una pequeña proporción de fuentes renovables que incluyen solar, eólica y biomasa, como lo muestra la Figura 3. No obstante, existe

un gran volumen de pequeños proyectos de autogeneración y generación distribuida (con energía solar principalmente) a lo largo de todo el país, de los cuales hay un rubro en operación y otros en fase de construcción con un potencial de capacidad instalada de 1025 MW aproximadamente (UPME, 2021a).

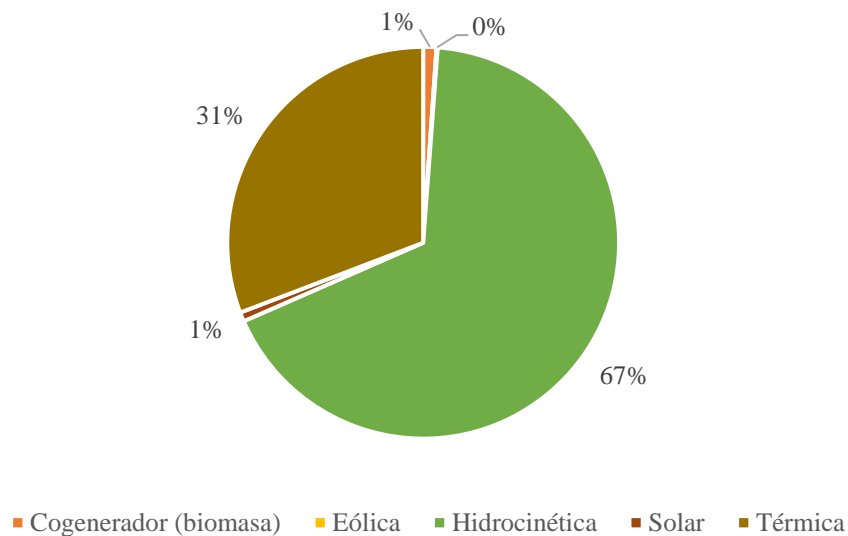


Figura 4. *Capacidad instalada de generación eléctrica en el SIN. Adaptado de (XM, 2022).*

En relación con los sectores de demanda, el sector transporte concentra el mayor consumo de energía con cerca del 40% como se ilustra en la Figura 4, esto a partir del uso de gasolina y diésel esencialmente. A continuación, el sector industrial se posiciona como segundo mayor consumidor con una predominancia del gas natural, carbón y bagazo como fuentes energéticas. El sector residencial tiene un consumo igualmente significativo en gas natural y electricidad en el sector urbano, mientras es el principal consumidor de leña en el sector rural que surte sus necesidades energéticas en un 79% con este recurso.

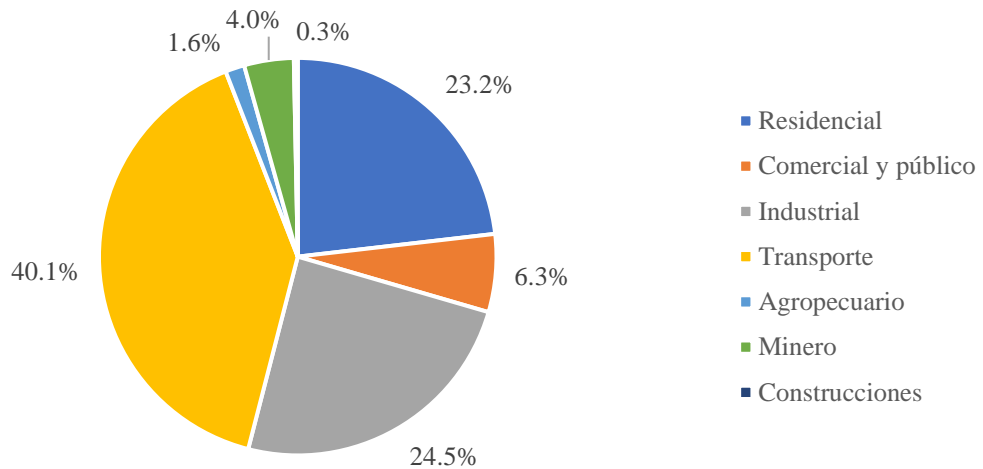


Figura 5. *Consumo de energía por sector en 2020* (UPME, 2021b)

El consumo de energía en el sector transporte proviene de los vehículos de transporte por carretera (privado, público y carga) en un 93% como se observa en la Figura 5. Correspondientemente, los energéticos más utilizados se centran en el suministro de gasolina y diésel para el parque automotor del país con cerca del 86%, como se aprecia en la Figura 6.

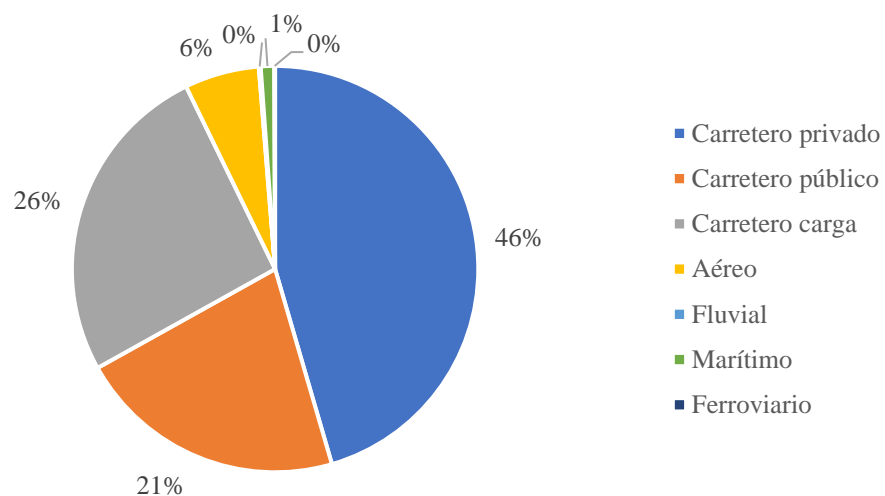


Figura 6. *Consumo de energía por categoría en el sector transporte en 2020* (UPME, 2021b)

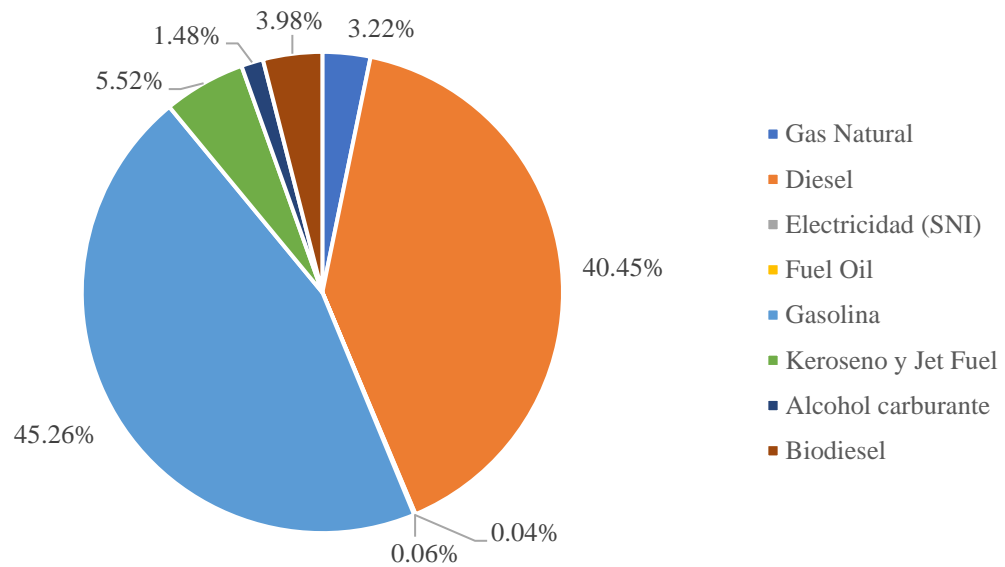


Figura 7. Consumo de energía por energético en el sector transporte en 2020 (UPME, 2021b)

El sector industria concentra la demanda de energía en 6 subsectores: productos alimenticios y bebidas (30,2%), productos minerales no metálicos (20,8%), coquización y refinerías (17%), papel y cartón (8,5%), productos metalúrgicos básicos (6,3%) y sustancias y productos químicos (6%). El restante 11,2% recae en otras 17 industrias donde destacan la producción textil y los productos de caucho y plástico. El carbón, gas natural y bagazo constituyen el 75% del consumo energético en la industria colombiana evidenciando un muy bajo porcentaje de electrificación (15%), como se observa en la Figura 7.

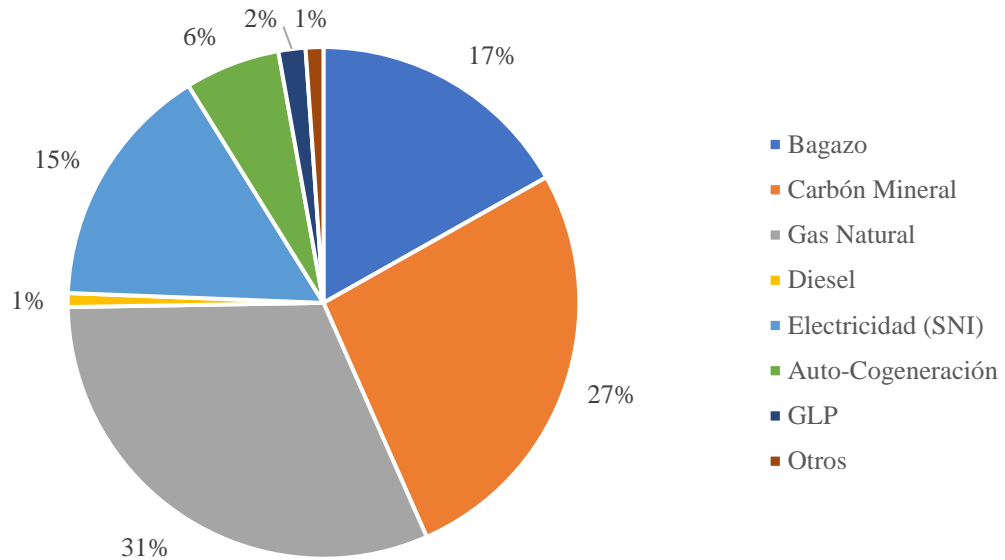


Figura 8. *Consumo de energía por energético en el sector industrial en 2020* (UPME, 2021b)

En el sector residencial, la caracterización se divide en los segmentos urbano y rural, ya que las matrices energéticas son muy diferentes para cada subsector. La demanda residencial urbana es mayormente electrificada y con acceso a gas natural o GLP para los usos de cocción, lo cual representa 94% de la energía consumida como se aprecia en la Figura 8. En contraste, el subsector rural atiende sus necesidades energéticas con el uso de la leña que representa casi el 80% del consumo, seguida de una modesta participación de la electricidad (12%), y otro energético poco eficiente y contaminante como es el carbón (7%), tal como se registra en la Figura 9.

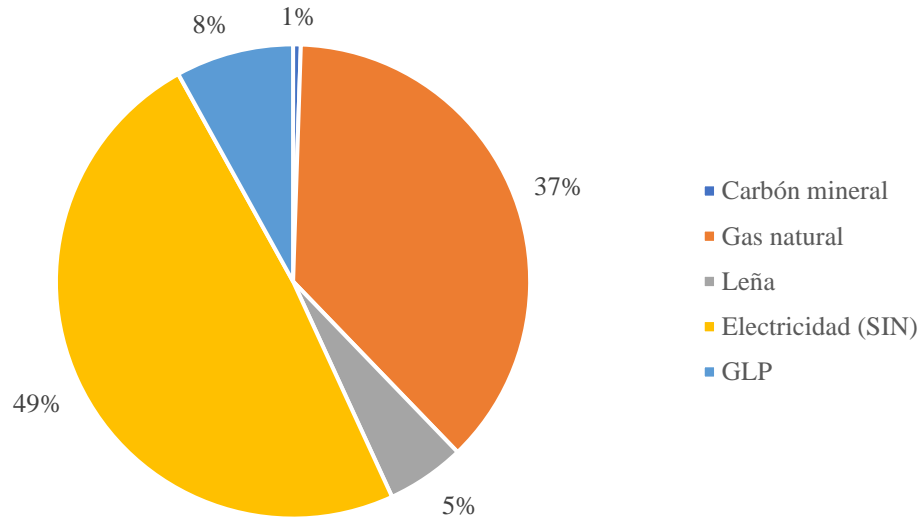


Figura 9. Consumo de energía por energético en el subsector residencial urbano en 2020 (UPME, 2021b)

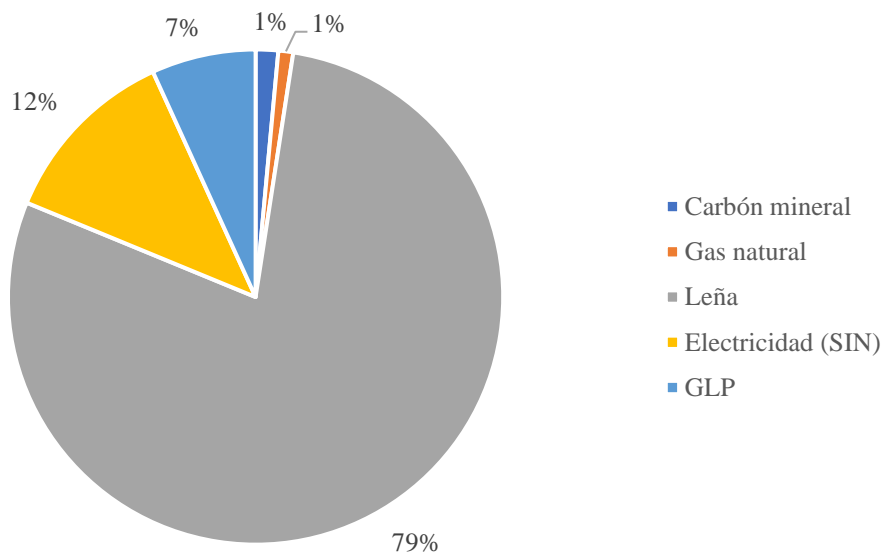


Figura 10. Consumo de energía por energético en el subsector residencial rural en 2020 (UPME, 2021b)

Finalmente, existen otros sectores (comercial y público, agropecuario, minero y construcciones) que completan el consumo nacional con el 12,2%, esencialmente en demanda de electricidad (SIN), diésel y gas natural como se ilustra en la Figura 10.

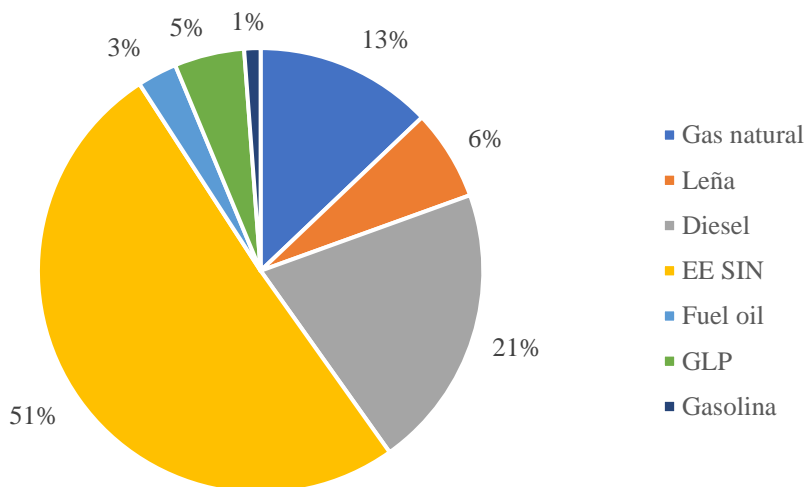


Figura 11. Consumo de energía por energético en otros sectores (comercial y público, agropecuario, minero y construcciones) (UPME, 2021b)

2.2. Balance de Emisiones

El último inventario nacional de emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) realizado en el año 2021 con datos del 2018, muestra que el dióxido de carbono (CO₂) – 70,2%, metano (CH₄) – 24,3% y óxido nitroso (N₂O) – 4,4% son los principales GEI en el país (IDEAM et al., 2021). Con el fin de tener datos consolidados, cada tipo de emisión se reporta en millones de toneladas de CO₂ equivalente (Mton CO₂ eq). En el año 2018, el sector energía presentó un total de 93 Mton CO₂ eq constituyendo el 30,7% del total de emisiones del país, solo por detrás

del sector AFOLU¹ (Agricultura, Silvicultura y otros usos de la tierra) como se observa en la Figura 11.

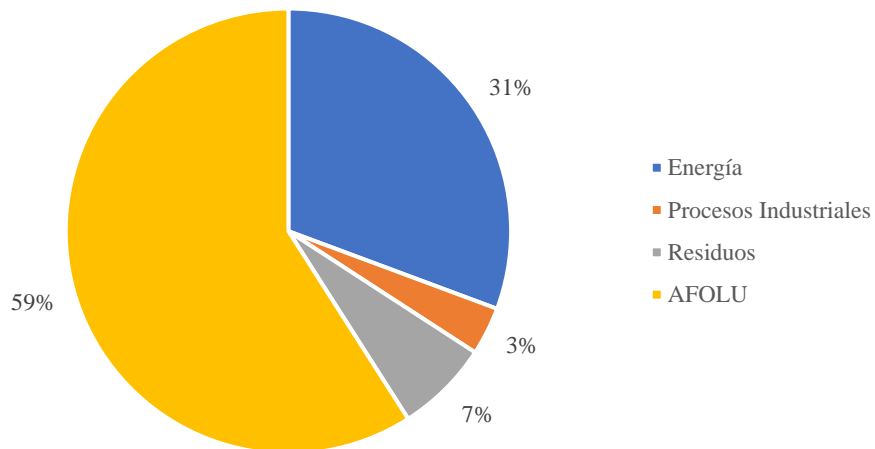


Figura 12. *Participación en emisiones de GEI por sector en 2018* (IDEAM et al., 2021)

Considerando los inventarios de emisiones de GEI en años previos y los valores reportados por el BP Statistical review para los últimos 3 años en el sector energía (BP, 2022), se observa un crecimiento sostenido del nivel de emisiones en el tiempo de acuerdo con la Figura 12. De estos flujos de emisiones, la distribución promedio en la industria energética muestra un 88,9% de CO₂, 9,9% de CH₄ y 1,2% de N₂O.

¹ El valor de emisiones considerado para el sector AFOLU es de 179,1 Mton CO₂ eq que corresponde al valor bruto de emisiones sin descontar las absorciones de CO₂ realizadas por este sector que fueron de -23,8 Mton CO₂ eq

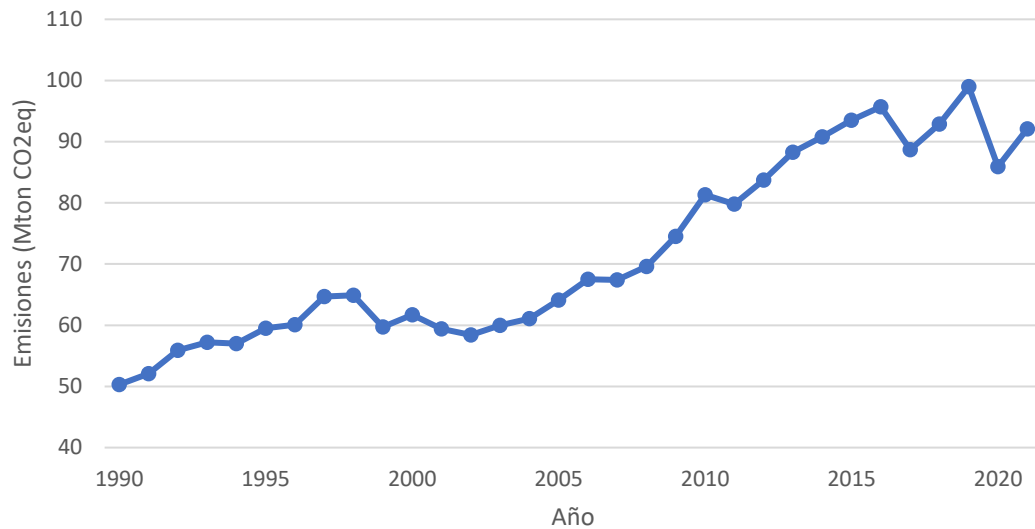


Figura 13. *Evolución temporal de las emisiones de GEI en el sector energético* (BP, 2022; IDEAM, et al., 2021)

En el marco de los acuerdos de París, la actualización de las NDC en 2020 estableció una meta de emisiones máxima equivalente a 169,44 Mton eq CO₂ para 2030, lo cual representa una reducción de 51% en el nivel de emisiones para el escenario de referencia. Adicionalmente, la NDC también plantea decrecer las emisiones a partir de 2027 con miras a lograr la carbono neutralidad hacia 2050 (Gobierno de Colombia, 2020). En el sector energético, las acciones de mitigación representan una reducción de emisiones de GEI de aproximadamente 18 Mton CO₂ eq en el 2030 que equivalen a un recorte del 20%.

2.3. Marco Regulatorio

La reglamentación para estimular la transición energética comenzó con la ley 1715 de 2014 que buscaba promover el uso de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable (FNCER), en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos energéticos (Gobierno de Colombia, 2020). Esta ley incluía varios incentivos

tributarios tales como la deducción en el impuesto sobre la renta, la depreciación acelerada de activos, la exclusión del IVA y la exención de gravámenes arancelarios en proyectos de FNCE. Adicionalmente, la ley definió la autogeneración, cogeneración y generación distribuida para permitir el uso directo de FNCE por parte de usuarios, y creó el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) con el objetivo de financiar estos proyectos.

Mediante el CONPES 3094 de Política de crecimiento verde del año 2018, se establecieron diversas acciones en el sector energético para fortalecer el marco regulatorio de la eficiencia energética, uso de FNCE, los sistemas de almacenamiento de energía, y medición avanzada de energía eléctrica con el fin de aportar al crecimiento económico haciendo un uso sostenible de los recursos y en línea con los objetivos climáticos.

Posteriormente, en la ley 1955 de 2019 que expedía el Plan de Desarrollo Nacional (PND) 2018-2022, se incorporaron algunas mejoras a la ley 1715 destacándose la ampliación del plazo de 5 a 15 años de la deducción sobre el impuesto de renta, el descuento automático del IVA en paneles solares, inversores y controladores de carga, y la obligación para que entre el 8% y 10% de la energía vendida a usuarios finales por las empresas comercializadoras fuese de FNCE (Energía, 2021).

Una medida fundamental que acompañó este marco jurídico fue la implementación de subastas de energía renovable de largo plazo, pioneras en el mundo con su mecanismo de dos puntas, es decir, donde generadores y compradores ofertan tanto precio como cantidades (Energía, 2021). Una primera subasta en octubre de 2019 aseguró 1298 MW (Energía Estratégica, 2019), mientras la segunda subasta en octubre de 2021 adjudicó 796 MW (La República, 2021), logrando el despliegue de veinticinco proyectos de gran escala en energía solar y eólica.

Avances significativos en esta misma línea permitieron la primera subasta en Latinoamérica de un sistema de almacenamiento a gran escala que culminó con la asignación de un proyecto de 50 MW de baterías en el departamento del Atlántico, con el objetivo de fortalecer la red transmisión eléctrica en la costa caribe en 2021 (Portafolio, 2021). Así mismo, el decreto 099 de 2021, permitió a los operadores de red llevar a cabo la ampliación de cobertura dentro de sus áreas de operación por medio de redes no físicas o logísticas, lo cual plantea el uso de soluciones solares individuales o microrredes en búsqueda de cerrar las brechas de acceso eléctrico a zonas rurales que no se encuentran dentro del SIN (Energía, 2021).

En materia de transporte sostenible, el CONPES 3943 de Política para el mejoramiento de la calidad del aire de 2018, estableció acciones dirigidas a la modernización del parque automotor con una meta de 2,85% de vehículos con cero o bajas emisiones en el 2028, y la incorporación de vehículos eléctricos o a gas en el 100% de los sistemas de transporte masivo en el país para este mismo año (DNP, 2018). En este mismo sentido, la ley 1964 de 2019 promovió el uso de vehículos eléctricos reglamentando los beneficios económicos en su importación y compra; descuentos en revisión técnico-mecánica y seguro obligatorio de accidentes de tránsito (SOAT); además, fomentando el despliegue de infraestructura de carga y la incorporación de vehículos eléctricos en el transporte público y oficial. En tercer lugar, la ley 2169 de 2021 para el desarrollo bajo en carbono, brinda las bases para diseñar e implementar acciones regulatorias que promuevan el uso de vehículos de cero o bajas emisiones, renovación de vehículos de carga, y el desarrollo de instrumentos financieros que incentiven el ingreso de vehículos eléctricos, creando el Fondo para la promoción de ascenso tecnológico.

Otro gran avance en materia regulatoria viene con la Ley 2099 de 2021, también llamada Ley de la transición energética, la cual tiene por objeto la modernización de la legislación vigente

en materia de transición energética, la promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica, y el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Esta ley es una renovación de la ley 1715 de 2014 donde se mantienen los beneficios tributarios en el desarrollo de proyectos FNCER, pero se incluyen el hidrógeno verde, hidrogeno azul y la energía geotérmica como nuevos vectores energéticos. Adicionalmente, se brindan nuevos lineamientos para el FENOGÉ fortaleciendo su rol en el desarrollo de nuevos proyectos, y se crea el Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA) para la unificación de fuentes de financiación de proyectos de mejora a la red de servicios de electricidad y gas combustible. Otros aspectos conexos impulsan la investigación en métodos de captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS), la promoción del transporte de bajas emisiones y la optimización de los subsidios a los servicios públicos de electricidad y gas.

Esfuerzos adicionales para el diseño de políticas que conlleven a la transición energética han sido materializados a través de la formulación de hojas de ruta, como el caso de la misión de transformación energética (Ministerio de Minas y Energía, 2020), el hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía et al., 2021) y la energía eólica offshore (Renewables Consulting Group, 2022), documentos que trazan los aspectos a tener en cuenta y las acciones requeridas para concretar el despliegue de nuevos proyectos en los próximos años.

Finalmente, el CONPES 4075 de 2022 titulado Política de transición energética establece noventa y siete acciones para el período 2022-2028 con valor indicativo de 306.378 millones de pesos, con el fin de avanzar y consolidar la transición energética del país trabajando en cuatro ejes estratégicos que buscan incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde

el sector energético, y desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI para disminuir las afectaciones al cambio climático (DNP, 2022).

2.4. Pilares para la Descarbonización y la Transición Energética

2.4.1. Energías Renovables

El primer paso en la transición energética debería concurrir a descarbonizar la matriz eléctrica de los países, utilizando las tecnologías de energía renovable que hoy en día son altamente competitivas como son la energía hidrocinética, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica costa dentro (IRENA, 2020). Adicionalmente, de cara al futuro, hay otras tecnologías que hoy en día participan en ciertas regiones y que incrementarán sus cuotas de suministro en el futuro como son la energía geotérmica, la energía solar concentrada (CSP) y la energía eólica costa afuera (IEA, 2021b).

2.4.2. Eficiencia Energética

Las mejoras en eficiencia energética permiten una reducción del consumo de energía a través del uso de tecnologías de demanda más eficientes en los sectores industrial, residencial, transporte, entre otros (IEA, 2021a). Este tipo de tecnologías yacen en edificios sostenibles, electrodomésticos de alta eficiencia, vehículos eléctricos y de celdas de combustible y equipos industriales de alta eficiencia.

2.4.3. Electrificación

La electrificación de usos finales permite el reemplazo de los combustibles fósiles en procesos de baja y media temperatura del sector industrial, el transporte de pasajeros tanto privado como público, la calefacción residencial y la producción de hidrógeno verde (IEA, 2021a). Este proceso de electrificación implicará la integración de un alto porcentaje de energías renovables

intermitentes (solar y eólica) por lo cual el uso de baterías para el almacenamiento de energía será fundamental en la confiabilidad de los futuros sistemas eléctricos (IRENA, 2021).

2.4.4. Hidrógeno

El hidrógeno y los combustibles derivados de este (amonio, metanol, etc.) serán competitivos en el futuro para lograr los objetivos de carbono neutralidad (IRENA, 2021). La mayor parte del suministro de hidrógeno provendrá de los combustibles fósiles en conjunto con tecnologías de CCUS y de la electrólisis del agua. El uso de este energético se enfocará en el sector industrial, los vehículos de celda de combustible y la mezcla con gas natural para uso doméstico. Adicionalmente se espera que hacia 2050, cerca del 30% del hidrógeno sea usado para la producción de combustibles derivados (IEA, 2021a).

2.4.5. Bioenergía

El uso de la bioenergía tendrá un rol significativo en la producción de biocombustibles avanzados para la aviación, transporte de carga y embarcaciones, así como el uso en la industria química y en procesos de calor directo (IRENA, 2021). El uso de biogás para zonas rurales es otro de los campos que podría tener un uso extensivo hacia 2050, así como el biometano puede jugar un papel importante en el reemplazo del gas natural para todos los sectores considerando que la infraestructura existente no requeriría mayores modificaciones para su uso (IEA, 2021a).

2.4.6. Captura, Almacenamiento y Uso del Carbono (CCUS)

La utilización de las tecnologías de CCUS recaen en tres áreas principales: las plantas de bioenergía (BECCS), las industrias intensivas como el acero y el cemento, y la producción de hidrógeno de azul (IRENA, 2021). Adicionalmente, el reacondicionamiento con CCS de termoeléctricas a carbón y gas natural son otra opción que puede ser costo-eficiente en el largo plazo. Por último, el desarrollo de la tecnología de captura directa del aire (DAC) como estrategia

de remoción de dióxido de carbono sería una alternativa de creciente uso en los próximos años (IEA, 2021a).

2.4.7. Cambio del Comportamiento del Consumidor

Los cambios profundos que se requieren para alcanzar la carbono neutralidad dependen altamente de la aceptación y adopción de las nuevas tecnologías, y el cambio en algunos patrones de consumo energético de todos los ciudadanos. Tres cambios principales de comportamiento pueden viabilizar la transición energética: reducir el excesivo gasto de energía asumiendo una cultura de ahorro; hacer un cambio modal en el transporte adoptando formas activas de moverse como la bicicleta o caminar, o utilizar los servicios de transporte público; y mejorar el uso de los materiales promoviendo el reciclaje, la reutilización y la reducción del consumo de materias primas en nuestras actividades diarias (IEA, 2021a).

3. Proceso de Modelado

Concluida la primera etapa del proceso investigativo donde se definen las características del sistema energético nacional actual y las tecnologías potenciales que pueden permitir los procesos de descarbonización y transición energética, se procede a definir el modelo conceptual y matemático del estudio.

3.1. Modelo Conceptual del Sistema de Energía

Un sistema de energía es la cadena de procesos desde la extracción de energía primaria hasta el uso de la energía final para cubrir la demanda de bienes y servicios (Pfenninger et al., 2014). De esta forma, los modelos de sistemas de energía son simplificaciones de estos sistemas que permiten representar las configuraciones complejas y llevar a cabo estudios profundos tales como la exploración de los caminos de la descarbonización (Chang et al., 2021; J. F. DeCarolis et al., 2020; Lopion et al., 2018; Oberle & Elstrand, 2019), la evaluación de alternativas tecnológicas

(Balyk et al., 2019; J. F. DeCarolís et al., 2020), la valoración de los efectos y consecuencias de políticas (Burandt et al., 2019; Chiodi et al., 2015; Venturini et al., 2019), la evaluación de impactos ambientales (Machado et al., 2019), y el análisis de toma de decisiones bajo incertidumbre (J. F. DeCarolís et al., 2020).

Hay tres entidades que componen los modelos de sistemas de energía (Safonov et al., 2020): 1) Los energéticos que representan los portadores de energía, los servicios de energía, los materiales, los flujos de dinero y las emisiones, 2) las tecnologías que realizan procesos de extracción, conversión, transporte, distribución y uso final de dichos energéticos, y 3) los flujos que realizan los enlaces de las diferentes tecnologías y energéticos. El primer paso en el proceso de modelado es representar las interrelaciones de estas entidades en un sistema de energía de referencia (SER) (Plazas-Niño et al., 2022), que equivaldría al modelo conceptual.

El SER es una pieza fundamental para la formulación de un modelo de sistemas de energía (Yangka & Diesendorf, 2016). Este es una representación gráfica del sistema de energía bajo análisis donde se pueden visualizar todas las posibles cadenas de suministro de energía existentes y potenciales. Para el caso de este proyecto se representaron 156 tecnologías, 55 energéticos y 302 flujos. La Figura 13 ilustra el SER simplificado del modelo donde se identifican tres partes principales:

- Fuentes de energía de primaria: Se representan los recursos renovables (solar, eólico, geotérmico, hidrocínético), nucleares (uranio), la producción nacional de combustibles fósiles (carbón mineral, gas natural y petróleo), las importaciones de combustibles fósiles y derivados de petróleo, y los recursos de biomasa.
- Procesos de transformación y distribución: Se representan las diferentes tecnologías de conversión de energéticos incluyendo las plantas eléctricas, los

sistemas de energía eléctrica descentralizada, plantas de regasificación, plantas de GLP, refinerías, destilerías, plantas de diésel, blending de combustibles, producción de hidrógeno y CCS. Además, se considera la transmisión y distribución de electricidad para el SIN.

- Usos finales: Se representan las tecnologías para satisfacer las demandas en cuatro sectores (residencial, transporte, industrial, otros). Estas tecnologías abarcan los electrodomésticos y gasodomésticos, los vehículos de pasajeros y carga en todos los modos, y los procesos industriales de calor directo e indirecto.

La ilustración completa del SER es presentada en el apéndice A, mientras la descripción individual de las tecnologías y los energéticos es presentada en el apéndice B.

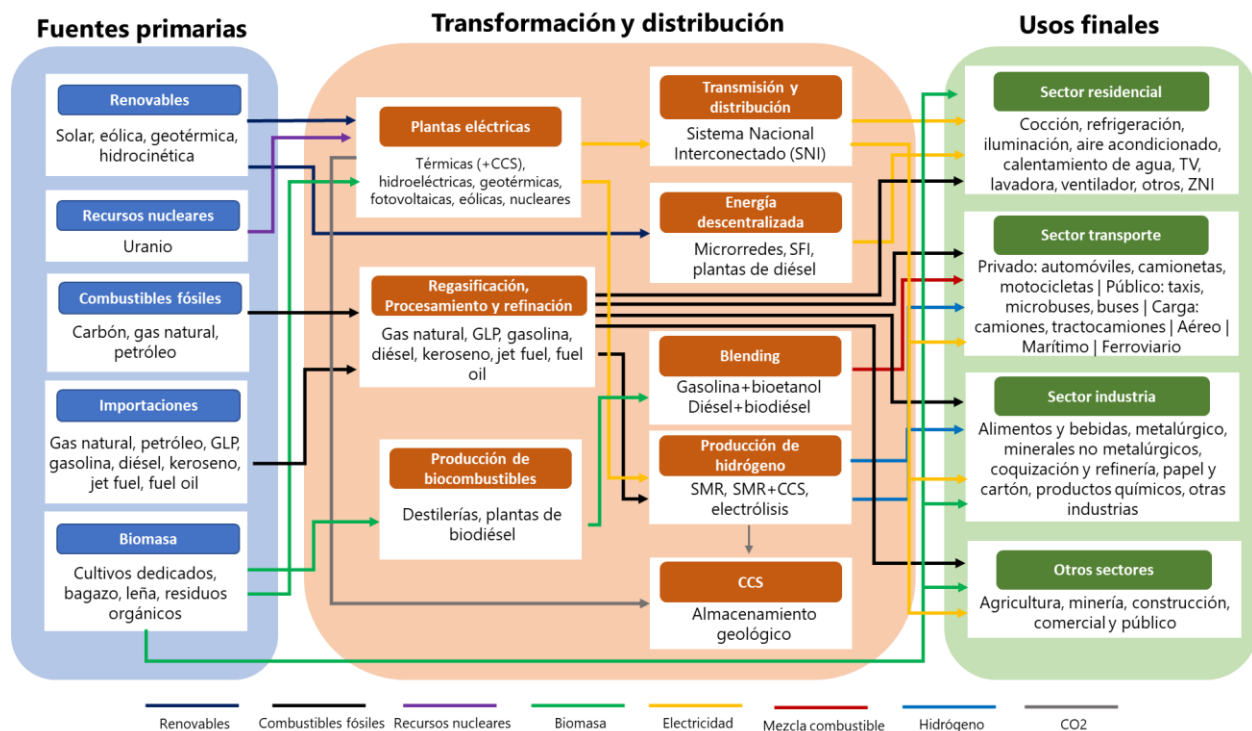


Figura 14. Sistema de energía de referencia simplificado.

3.2. Formulación Matemática del Modelo

El modelo propuesto en este trabajo es un modelo de programación lineal, que tiene como propósito encontrar la canasta energética nacional óptima que posibilite un sistema de energía sostenible en las próximas décadas garantizando el mínimo costo. el cumplimiento de reducción de emisiones de GEI y la satisfacción de la demanda. Este modelo considera elementos de previos modelos de la literatura como OSeMOSYS (Howells et al., 2011), GENeSYS-MOD (Löffler et al., 2017) y MARKAL (Fishbonet & Abilocks, 1981). Los siguientes supuestos son considerados dentro del modelo:

- La demanda es conocida en cada año.
- Los costos de capital, operacionales y de emisiones son conocidos en cada año.
- La demanda debe ser satisfecha en su totalidad.
- No hay almacenamiento de energía de un período para otro.
- El nivel de nueva capacidad instalada máxima por tecnología en un año es de 24000 TJ (esto representa el 2% de la energía total del año 2020).
- Los factores de emisión son constantes durante todo el horizonte de planeación
- La vida operacional es constante durante todo el horizonte de planeación.
- Las eficiencias son constantes durante todo el horizonte de modelado.

3.2.1. Índices (Sets)

Tabla 1.

Índices del modelo

Nombre	Índice	Descripción
--------	--------	-------------

Year (año)	y	Contiene los años a ser considerados dentro del análisis. Ej: 2020, 2021, 2022, etc.
Timeslice	t	Es la resolución temporal dentro de un año de análisis. Ej: Invierno y verano, o 12 meses, etc.
Región	r	Representa la disgregación regional del país. Ej: Norte, centro y sur. (Para efectos del trabajo será una única región)
Tecnología	k	Son todas aquellas tecnologías que producen, convierten o aprovechan la energía para satisfacer un servicio final. Ej: Térmica a carbón, o una estufa a gas natural.
Energético	f	Incluyen energéticos primarios, secundarios y servicios de energía finales que son producidos, consumidos o transformados por las tecnologías. Ej: Gas natural (ft ³) o servicio de iluminación residencial rural (PJ).
Emisión	e	Representa el tipo de emisión derivada del uso de una tecnología. Ej: CO ₂ , metano, etc.

3.2.2. *Parámetros*

Tabla 2.

Parámetros globales

Nombre	Dependencia	Descripción
Yeardiv	(t,y)	Duración del timeslice modelado expresado como una fracción del año. Ej: 0,31, 0,69. Nota: La suma de todos dentro de un año debe sumar 1.
TasaDescuento	(r)	Tasa de descuento en forma decimal. Ej: 0,05.
Ryear	(r)	Año inicial del horizonte de planeación. Ej: 2020.

Tabla 3.

Parámetros de costos

Nombre	Dependencia	Descripción
CostoCapital	(r,k,y)	Costo de inversión de capital de una tecnología por unidad de capacidad. Ej: 2500 USD/MW.
CostoFijo	(r,k,y)	Costos fijos de operación y mantenimiento de una tecnología por unidad de capacidad. Ej: 20 USD/MW.
CostoVariable	(r,k,y)	Costos variables de una tecnología por unidad de actividad. Ej: 2 USD/kWh.
OfertaTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de conversión y procesamiento. Ej: 1 para refinerías.
DemandaTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de demanda. Ej: 1 para automóviles.
FuelTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de producción doméstica e importaciones. Ej: 1 para producción de carbón.
TransporteTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de demanda para el sector transporte. Ej: 1 para motocicletas a gasolina.
IndustriaTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de demanda para el sector industria. Ej: 1 para tecnología a gas natural del sector alimentos y bebidas.
ResidencialTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de demanda para el sector residencial. Ej: 1 para estufas a GLP.
OtrosTag	(r,k)	Parámetro binario que identifica las tecnologías de demanda para los otros sectores. Ej: 1 para tecnología a leña.

Tabla 4.

Parámetros de demanda

Nombre	Dependencia	Descripción
DemandaAnual	(r,f,y)	Demanda total específica para un año en servicios de energía o energéticos con timeslices. Ej: 100 PJ
DemandaPerfil	(r,f,t,y)	Fracción de la demanda de un servicio de energía que es requerida para cada timeslice por año. Ej: 0,3 en invierno. Nota: La suma debe dar 1 por año.
DemandaAcumulada	(r,f,y)	Demanda total para un año en servicios de energía o energéticos sin timeslices. Ej: 100 PJ

Tabla 5.

Parámetros de emisiones

Nombre	Dependencia	Descripción
FactorEmision	(r,k,e)	Factor de emisión de una tecnología por unidad de actividad. Ej: 1 tonCO ₂ /PJ
ImpuestoEmision	(r,e,y)	Costo por emisiones de un contaminante. Ej: 1000 COP/tonCO ₂
LimiteEmisionAnual	(r,e,y)	Límite máximo de emisiones para un contaminante en una región por año. Ej: 2 Mton CO ₂
LimiteEmisionPeriodo	(r,e)	Límite máximo de emisiones para un contaminante en el periodo de tiempo modelado. Ej: 150 Mton CO ₂

Tabla 6.

Parámetros de CCS

Nombre	Dependencia	Descripción
LimiteCCS	(r)	Cantidad máxima de almacenamiento de emisiones de un contaminante para una región en el periodo de tiempo modelado. Ej: 360 Mton CO ₂
CCSTagTecnologia	(r,k,y)	Parámetro binario para determinar que la tecnología cuenta con un sistema CCS. Esto es 1 si aplica o 0 sino aplica. Ej: 1 para térmica a gas natural con CCS
CCSFactor	(r)	Factor de ahorro de emisiones por unidad de actividad de tecnologías CCS. Ej: 2 ton CO ₂ /PJ

Tabla 7.

Parámetros de margen de reserva

Nombre	Dependencia	Descripción
MargenReserva	(r,y)	Margen de reserva mínimo. Ej: 15% representa un valor de 1.15
MRTagEnergetico	(r,f,y)	Parámetro binario para determinar que el margen de reserva aplica a un energético. Esto es 1 si aplica o 0 sino aplica. Ej: 1 para electricidad
MRTagTecnologia	(r,k,y)	Parámetro binario para determinar que el margen de reserva aplica a una tecnología. Esto es 1 si aplica o 0 sino aplica. Ej: 1 para térmica a carbón.

Tabla 8.

Parámetros de actividad

Nombre	Dependencia	Descripción
TasaActEntrada	(r,k,f,y)	Razón de uso de un energético para una tecnología. Expresa la inversa de la eficiencia. Ej: Una térmica a gas requiere 1.2 PJ de gas para producir 1 PJ de electricidad, entonces, el valor es 1.2
TasaActSalida	(r,k,f,y)	Razón de producción de un energético de una tecnología. Se toma como 1 para todas las tecnologías, excepto en Refinerías.
FactorDisponibilidad	(r,k,y)	Fracción del año que la tecnología puede estar en funcionamiento. Permite considerar mantenimientos y cierres planeados. Ej: 0,98 para electrolizadores
FactorCapacidad	(r,k,t,y)	Fracción de la capacidad instalada disponible por cada timeslice. Permite considerar periodos de inactividad, por ejemplo, plantas solares que no pueden funcionar en la noche, o períodos de sequía en hidroeléctricas. Ej: 0,85 para plantas de biogás
VidaOperacional	(r,k)	Vida útil de una tecnología expresada en años. Ej: 25 años para parques eólicos
CapacidadActividad	(r,k)	Factor de conversión de energía producida por unidad de capacidad instalada. Ej: 31,536 PJ/GW
CapacidadResidual	(r,k,y)	Capacidad instalada actual para cada tecnología. Ej: 2,5 GW de térmicas a gas natural

Tabla 9.

Parámetros de restricciones de capacidades

Nombre	Dependencia	Descripción
CapacidadMaxAnual	(r,k,y)	Capacidad instalada máxima (residual+nueva acumulada) permitida para una tecnología en un año específico. Ej: 40 PJ
CapacidadMinAnual	(r,k,y)	Capacidad instalada mínima (residual+nueva acumulada) permitida para una tecnología en un año específico. Ej: 10 PJ
InversionMaxAnual	(r,k,y)	Máximo nivel de nueva capacidad de una tecnología por año. Ej: 25 PJ
InversionMinAnual	(r,k,y)	Mínimo nivel de nueva capacidad de una tecnología por año. Ej: 2 PJ

Tabla 10.

Parámetros de restricciones de actividad

Nombre	Dependencia	Descripción
LimiteActMaxAnual	(r,k,y)	Nivel máximo de actividad de una tecnología en un año. Ej: Máximo de producción de caña de azúcar en un año – 1000 ton/año
LimiteActMinAnual	(r,k,y)	Nivel mínimo de actividad de una tecnología en un año. Ej: Mínimo de producción de caña de azúcar en un año – 200 ton/año
LimiteActMaxPeriodo	(r,k)	Nivel máximo de actividad de una tecnología en el periodo completo de modelado. Ej: Reservas probadas de petróleo – 2000 Mb
LimiteActMinPeriodo	(r,k)	Nivel mínimo de actividad de una tecnología en el periodo completo de modelado. Ej: Exportaciones por negociación – 250 Mb

Tabla 11.

Parámetros de objetivos de energía renovable

Nombre	Dependencia	Descripción
RETagTecnologia	(r,k)	Parámetro binario para marcar tecnologías que producen energía renovable. Ej: 1 aplica, 0 no aplica
REObjetivoMin	(r,y)	Mínimo porcentaje de producción desde tecnologías renovables (razón entre 0 y 1)

3.2.3. Variables de Decisión

Tabla 12.

Variables de decisión de costos

Nombre	Dependencia	Descripción
InversionCapital	(r,k,y)	Inversión de capital en nueva capacidad instalada. Dependiente de la variable NuevaCapacidad y el parámetro CostoCapital
CostoFijoAnual	(r,k,y)	Costo fijo anual de cada tecnología considerando la variable CapacidadTotalAnual y el parámetro CostoFijo
CostoVariableAnual	(r,k,y)	Costo variable anual de cada tecnología considerando la variable ActividadTotalTec y el parámetro CostoVariable
CostoOperacional	(r,k,y)	Suma de los costos fijos y variables anuales para cada tecnología
CostoEmision	(r,k,e,y)	Costo de los impuestos por emisiones por tecnología por año. Es una función de la

		variable $EmissionAnualTec$ y del parámetro $ImpuestoEmision$
CostoTotalEmision	(r,k,y)	Suma de $CostoEmision$ para todos los contaminantes emitidos por tecnología por año
CostoTotalTec	(r,k,y)	Suma de las variables $InversionCapital$, $CostoOperacional$, y $CostoTotalEmision$
CostoTotalAnual	(r,y)	Sumatoria de la variable $CostoTotalTec$ para todas las tecnologías
CostoTotalPeriodo	(r)	Suma de todos los costos totales anuales descontados para todos los años del horizonte de tiempo
CAPEXOferta	(r,y)	Sumatoria de la variable $InversionCapital$ de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro $OfertaTag$
CAPEXOfertaTotal	(r)	Sumatoria de la variable $CAPEXOferta$ descontada para todos los años del horizonte de tiempo
OPEXOferta	(r,y)	Sumatoria de la variable $CostoOperacional$ de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro $OfertaTag$
OPEXOfertaTotal	(r)	Sumatoria de la variable $OPEXOferta$ descontada para todos los años del horizonte de tiempo
CAPEXDemanda	(r,y)	Sumatoria de la variable $InversionCapital$ de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro $DemandaTag$
CAPEXDemandaTotal	(r)	Sumatoria de la variable $CAPEXDemanda$ descontada para todos los años del horizonte de tiempo
OPEXDemanda	(r,y)	Sumatoria de la variable $CostoOperacional$ de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro $DemandaTag$
OPEXDemandaTotal	(r)	Sumatoria de la variable $OPEXDemanda$ descontada para todos los años del horizonte de tiempo
Fuels	(r,y)	Sumatoria de la variable $CostoOperacional$ de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro $FuelTag$

FuelsTotal	(r)	Sumatoria de la variable Fuels descontada para todos los años del horizonte de tiempo
CostoEmisionAnual	(r,y)	Sumatoria de la variable CostoTotalEmision de todas las tecnologías
EmisionesTotal	(r)	Sumatoria de la variable CostoEmisionAnual descontada para todos los años del horizonte de tiempo
CostoTransporte	(r,y)	Sumatoria de la variable CostoTotalTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro TransporteTag
CostoTransporteTotal	(r)	Sumatoria de la variable CostoTransporte descontada para todos los años del horizonte de tiempo
CostoIndustria	(r,y)	Sumatoria de la variable CostoTotalTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro IndustriaTag
CostoIndustriaTotal	(r)	Sumatoria de la variable CostoIndustria descontada para todos los años del horizonte de tiempo
CostoResidencial	(r,y)	Sumatoria de la variable CostoTotalTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro ResidencialTag
CostoResidencialTotal	(r)	Sumatoria de la variable CostoResidencial descontada para todos los años del horizonte de tiempo
CostoOtrosSectores	(r,y)	Sumatoria de la variable CostoTotalTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro OtrosSectoresTag
CostoOtrosSectoresTotal	(r)	Sumatoria de la variable CostoOtrosSectores descontada para todos los años del horizonte de tiempo

Tabla 13.

Variables de decisión de demanda

Nombre	Dependencia	Descripción
Demanda	(r,f,t,y)	Demanda de un energético en un timeslice. Resulta del producto de los parámetros DemandaAnual y DemandaPerfil

Tabla 14.

Variables de decisión de capacidad

Nombre	Dependencia	Descripción
NuevaCapacidad	(r,k,y)	Nueva capacidad instalada de una tecnología por año
NuevaCapacAcum	(r,k,y)	Nueva capacidad instalada acumulada desde el inicio del horizonte de modelado para cada tecnología por año
CapacidadTotalAnual	(r,k,y)	Capacidad total existente de una tecnología en un año (residual+nueva acumulada)

Tabla 15.

Variables de decisión de actividad

Nombre	Dependencia	Descripción
TasaActTec	(r,k,t,y)	Actividad de una tecnología en cada timeslice, como si está durará el año completo
ActividadTotalTec	(r,k,y)	Actividad total anual de una tecnología
ActividadTotalPeriod	(r,k)	Suma de ActividadTotalTec sobre el horizonte de modelado

TasaProdTec	(r,k,f,t,y)	Variable Intermedia. Producción del energético f por tecnología k en cada timeslice t, como si este durara todo el año. Función de la tasa de TasaActTec y TasaActSalida
TasaProduccion	(r,f,t,y)	Producción del energético f en cada timeslice (Sumatoria en todas las tecnologías)
Produccion	(r,f,t,y)	Producción del energético f por timeslice
ProduccionAnual	(r,f,y)	Producción anual total del energético f
TasaUsoTec	(r,k,f,t,y)	Uso del energético f por tecnología k en cada timeslice t, como si este durara todo el año. Función de la tasa de TasaActTec y TasaActEntrada
TasaUso	(r,f,t,y)	Uso del energético f en cada timeslice (Sumatoria en todas las tecnologías)
Uso	(r,f,t,y)	Uso anual del energético f por timeslice
UsoAnual	(r,f,y)	Uso anual total del energético f

Tabla 16.

Variables de decisión de emisiones

Nombre	Dependencia	Descripción
EmisionAnualTec	(r,k,e,y)	Emisiones del contaminante e para cada tecnología por cada año. Función de la variable TasaActTec y el parámetro FactorEmision
EmisionAnual	(r,e,y)	Suma de EmisionAnualTec para todas las tecnologías por año
EmisionPeriodo	(r,e)	Suma de EmisionAnual para todos los años del horizonte de modelado
EmisionesOferta	(r,e,y)	Sumatoria de la variable EmisionAnualTec de aquellas

		tecnologías con valor 1 del parámetro OfertaTag
EmisionesOfertaTotal	(r,e)	Sumatoria de la variable EmisionesOferta para todos los años del horizonte de tiempo
EmisionesFuels	(r,e,y)	Sumatoria de la variable EmisionAnualTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro FuelTag
EmisionesFuelsTotal	(r,e)	Sumatoria de la variable EmisionesFuels para todos los años del horizonte de tiempo
EmisionesTransporte	(r,e,y)	Sumatoria de la variable EmisionAnualTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro TransporteTag
EmisionesTransporteTotal	(r,e)	Sumatoria de la variable EmisionesTransporte para todos los años del horizonte de tiempo
EmisionesIndustria	(r,e,y)	Sumatoria de la variable EmisionAnualTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro IndustriaTag
EmisionesIndustriaTotal	(r,e)	Sumatoria de la variable EmisionesIndustria para todos los años del horizonte de tiempo
EmisionesResidencial	(r,e,y)	Sumatoria de la variable EmisionAnualTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro ResidencialTag
EmisionesResidencialTotal	(r,e)	Sumatoria de la variable EmisionesResidencial para todos los años del horizonte de tiempo
EmisionesOtrosSectores	(r,e,y)	Sumatoria de la variable EmisionAnualTec de aquellas tecnologías con valor 1 del parámetro OtrosSectoresTag

EmisionesOtrosSectoresTotal (r,e)	Sumatoria de la variable EmisionesOtrosSectores para todos los años del horizonte de tiempo
--	---

Tabla 17.

Variables de decisión de margen de reserva

Nombre	Dependencia	Descripción
MRCapacidadTotal	(r,y)	Capacidad total requerida para proporcionar el margen de reserva. Es una función de la variable CapacidadTotalAnual y el parámetro MRTagTecnologia
MRDemandaNecesaria	(r,t,y)	Cantidad de energético producido que es asignado al margen de reserva. Función de la variable TasaProdTec y el parámetro MRTagEnergetico

Tabla 18.

Variables de decisión de objetivo de energía renovable

Nombre	Dependencia	Descripción
REProduccionAnual	(r,y)	Producción anual de todas las tecnologías etiquetadas como RE. Función de la variable ProdTotalAnual y el parámetro RETagTecnologia
REProduccionEnerg	(r,y)	Producción anual de los energéticos etiquetados como renovables. Función de la variable TasaProdTec y el parámetro RETagEnergetico
ProduccionAnualTec	(r,k,f,y)	Sumatoria de ProduccionTec para todos los timeslices
ProduccionAnualTotal	(r,y)	Sumatoria de la variable ProduccionAnualTec en todas las tecnologías y energéticos

Tabla 19.

Variables de decisión de CCS

Nombre	Dependencia	Descripción
CCSAktividad	(r)	Cantidad de emisiones de CO2 capturas y almacenadas por las tecnologías que cuentan con CCS

3.2.4. Función Objetivo

La función objetivo del modelo propuesto es minimizar la suma sobre todas las regiones del valor presente neto de los flujos de costos totales anuales incurridos en cada año del horizonte de modelado.

$$\min Z = \sum_{r=1}^R \sum_{y=y_0}^Y \left((1 + d)^{(y_0-y)} * CostoTotalAnual(r, y) \right) \quad (1)$$

Donde:

$Z =$ Valor presente neto del costo total

$d =$ Tasa de descuento

$y_0 =$ Año inicial del horizonte de modelado

$CostoTotalAnual(r, y) =$ Costo anual en la región r para el año y

$Y =$ Número de años en el horizonte de modelado

$R =$ Número de regiones

El primer factor $(1 + d)^{(y_0-y)}$ realiza el descuento de dicho costo total del período con respecto al inicio del horizonte de planeación. Como se verá en las restricciones de costos de la sección 5.2.5., el costo total anual depende de los costos de capital, operacionales y de emisiones,

que a su vez dependen de diversos parámetros y variables de decisión descritos en las secciones previas.

3.2.5. Restricciones

3.2.5.1. Costos

$$\begin{aligned} InversionCapital(r, k, y) \\ = CostoCapital(r, k, y) * NuevaCapacidad(r, k, y) \forall r, k, y \end{aligned} \quad (2)$$

La ecuación (2) calcula los costos de inversión para la instalación de una nueva capacidad de una tecnología k en el año y , lo cual incluye conceptos como planeación, diseño, maquinaria y materiales, construcción, licenciamiento, etc. Ejemplo: Se requiere instalar 10 MW de energía solar fotovoltaica, y se tiene un costo de capital de 1500 USD/MW, entonces:

$$InversionCapital = 1500 \frac{USD}{MW} * 10 MW = 15000 USD$$

$$\begin{aligned} CostoOperacional(r, k, y) \\ = CostoVariableAnual(r, k, y) + CostoFijoAnual(r, k, y) \forall r, k, y \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} CostoVariableAnual(r, k, y) \\ = CostoVariable(r, k, y) * ActividadTotalTec(r, k, y) \forall r, k, y \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} CostoFijoAnual(r, k, y) \\ = CostoFijo(r, k, y) * CapacidadTotalAnual(r, k, y) \forall r, k, y \end{aligned} \quad (5)$$

Los costos operacionales se hallan sumando los costos variables y fijos. Los costos variables incluyen los costos de los combustibles requeridos por cada tecnología y otros consumibles usados en los procesos de funcionamiento. Estos costos dependen de la actividad de cada tecnología. Ejemplo: Una termoeléctrica a carbón tiene un costo variable de 40 USD/GJ y produce un total de 3000 GJ, de modo que:

$$CostoVariableAnual = 40 \frac{USD}{GJ} * 3000 GJ = 120000 USD$$

Por otro lado, los costos fijos comprenden los salarios, arrendamientos, mantenimiento, operación regular, impuestos, seguros, etc. Estos costos están asociados a la capacidad instalada de la tecnología. Ejemplo: Los costos fijos de una hidroeléctrica pequeña corresponden a 30000 USD/MW y posee una capacidad instalada de 8 MW, luego:

$$CostoFijoAnual = 30000 \frac{USD}{MW} * 8 MW = 240000$$

$$CostoEmision(r, k, e, y) = ImpuestoEmision(r, e, y) * EmissionAnualTec(r, k, y) \forall r, k, e, y \quad (6)$$

$$CostoTotalEmision(r, k, y) = \sum_e CostoEmision(r, k, e, y) \forall r, k, y \quad (7)$$

El costo de emisión depende del impuesto o costo asociado a la emisión de un determinado contaminante e y el total emitido de dicho compuesto. Ejemplo: el costo de emisión del CO2 es 2 USD/ton y se han producido 20000 ton de CO2, luego:

$$CostoEmision = 2 \frac{USD}{ton} * 20000 ton = 40000 USD$$

El costo total por tecnología es la sumatoria de los costos de inversión, operacionales y de emisiones.

$$\begin{aligned} CostoTotalTec(r, k, y) &= CostoCapital(r, k, y) + CostoOperacional(r, k, y) \\ &+ CostoTotalEmision(r, k, y) \forall r, k, y \end{aligned} \quad (8)$$

Y luego el costo anual es la sumatoria de los costos totales por tecnología para cada año.

$$CostoTotalAnual(r, y) = \sum_k CostoTotalTec(r, k, y) \forall r, y \quad (9)$$

Se definen unas restricciones adicionales para contabilizar el valor presente neto discriminado por tipo de tecnología. El CAPEX y OPEX de la oferta tienen en cuenta los costos de inversión de capital y costos operacionales de las tecnologías de oferta respectivamente.

$$CAPEXOferta(r, y) = \sum_k InversionCapital(r, k, y) * OfertaTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (10)$$

$$CAPEXOfertaTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CAPEXOferta(r, y) \quad \forall r \quad (11)$$

$$OPEXOferta(r, y) = \sum_k CostoOperacional(r, k, y) * OfertaTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (12)$$

$$OPEXOfertaTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * OPEXOferta(r, y) \quad \forall r \quad (13)$$

De la misma forma se evalúan los valores para las tecnologías de demanda.

$$CAPEXDemanda(r, y) = \sum_k InversionCapital(r, k, y) * DemandaTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (14)$$

$$CAPEXDemandaTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CAPEXDemanda(r, y) \quad \forall r \quad (15)$$

$$OPEXDemanda(r, y) = \sum_k CostoOperacional(r, k, y) * DemandaTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (16)$$

$$OPEXDemandaTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * OPEXDemanda(r, y) \quad \forall r \quad (17)$$

Para el caso de las tecnologías de producción doméstica de fuentes primarias e importaciones solo se tiene en cuenta los costos operacionales.

$$Fuels(r, y) = \sum_k CostoOperacional(r, k, y) * FuelTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (18)$$

$$FuelsTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * Fuels(r, y) \quad \forall r \quad (19)$$

Igualmente se hace el cálculo del valor presente neto de los costos correspondientes a emisiones.

$$CostoEmisionAnual(r, y) = \sum_k CostoTotalEmision(r, k, y) \quad \forall r, y \quad (20)$$

$$EmisionesTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CostoEmisionAnual(r, y) \quad \forall r \quad (21)$$

Siguiendo el mismo razonamiento, se realiza un cálculo del valor presente neto por sector de demanda final para transporte, industria, residencial y otros sectores.

$$CostoTransporte(r, y) = \sum_k CostoTotalTec(r, k, y) * TransporteTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (22)$$

$$CostoTransporteTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CostoTransporte(r, y) \quad \forall r \quad (23)$$

$$CostoIndustria(r, y) = \sum_k CostoTotalTec(r, k, y) * IndustriaTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (24)$$

$$CostoIndustriaTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CostoIndustria(r, y) \quad \forall r \quad (25)$$

$$CostoResidencial(r, y) = \sum_k CostoTotalTec(r, k, y) * ResidencialTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (26)$$

$$CostoResidencialTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CostoResidencial(r, y) \quad \forall r \quad (27)$$

$$CostoOtrosSectores(r, y)$$

$$= \sum_k CostoTotalTec(r, k, y) * OtrosSectoresTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (28)$$

$$CostoOtrosSectoresTotal(r) = \sum_y (1 + d)^{(y_0 - y)} * CostoOtrosSectores(r, y) \quad \forall r \quad (29)$$

3.2.5.2. Balance de Capacidades.

Para cada tecnología k en una región r y año y dados, la capacidad disponible debe ser igual a la suma de las capacidades instaladas en años anteriores cuya vida operacional no ha terminado (es decir, la diferencia entre el año actual y el año de instalación es menor a la vida operacional), añadido a la capacidad instalada inicial (capacidad residual) aún en operación.

$$\begin{aligned}
 & NuevaCapacAcum(r, k, y) \\
 &= \sum_{\substack{yy=1: \\ -yy < VidaOperacional(r,k) \\ y-yy \geq 0}}^Y NuevaCapacidad(r, k, yy) \quad \forall r, k, y \quad (30)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & CapacidadTotalAnual(r, k, y) = NuevaCapacAcum(r, k, y) + \\
 & CapacidadResidual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (31)
 \end{aligned}$$

Ahora, la capacidad total instalada anual debe ser suficiente para satisfacer la tasa de actividad por tecnología en cada timeslice dependiendo del factor de capacidad. Además, se debe multiplicar esta capacidad disponible por el factor de capacidad-actividad correspondiente (si aplica).

$$\begin{aligned}
 & TasaActTec(r, k, t, y) * YearDiv(t, y) \\
 & \leq CapacidadTotalAnual(r, k, y) * FactorCapacidad(r, k, t, y) \quad (32) \\
 & * RazónCapacidadActividad(r, k) \quad \forall r, k, t, y
 \end{aligned}$$

Ejemplo: Para una planta hidroeléctrica, la capacidad instalada es 20 MW, no obstante, en el mes de marzo debido a condiciones de embalse, el factor de capacidad es de 0,7. Considerando que el factor de MW a PJ/año es 31536, y que se tiene una tasa de actividad de 4400000 PJ/año, el balance sería:

$$4400000 \frac{PJ}{año} * \frac{1}{12} \leq 20 \cancel{MW} * 0,7 * 31536 \frac{PJ/año}{\cancel{MW}}$$

$$366666,6 \text{ PJ/año} \leq 441504 \text{ PJ/año}$$

De igual forma, se incluye una restricción para garantizar que se cuenta con la capacidad necesaria para satisfacer la actividad anual.

$$\begin{aligned} \sum_t TasaActTec(r, k, t, y) * YearDiv(t, y) \\ \leq \left(\sum_t CapacidadTotalAnual(r, k, y) * FactorCapacidad(r, k, t, y) \right. \\ \left. * YearDiv(t, y) \right) * FactorDisponibilidad(r, k, y) \\ * RazónCapacidadActividad(r, k) \quad \forall r, k, y \end{aligned} \quad (33)$$

En esta restricción, el lado izquierdo calcula un promedio ponderado de las tasas de actividad por tecnología, por año y región, mientras que el lado derecho calcula un promedio ponderado de la capacidad disponible por tecnología, por año y región, el cual es ajustado por el factor de disponibilidad, y convertido a unidades de energía por el factor de capacidad-actividad (si aplica).

3.2.5.3. Balances de Energía

En primer lugar, se hallan las tasas de producción y de uso de energéticos teniendo en cuenta los parámetros de tasa de actividad de entrada y tasa de actividad de salida, que representan la razón de eficiencia de una tecnología dada en una región y año dados como se ejemplifica en la figura 14.

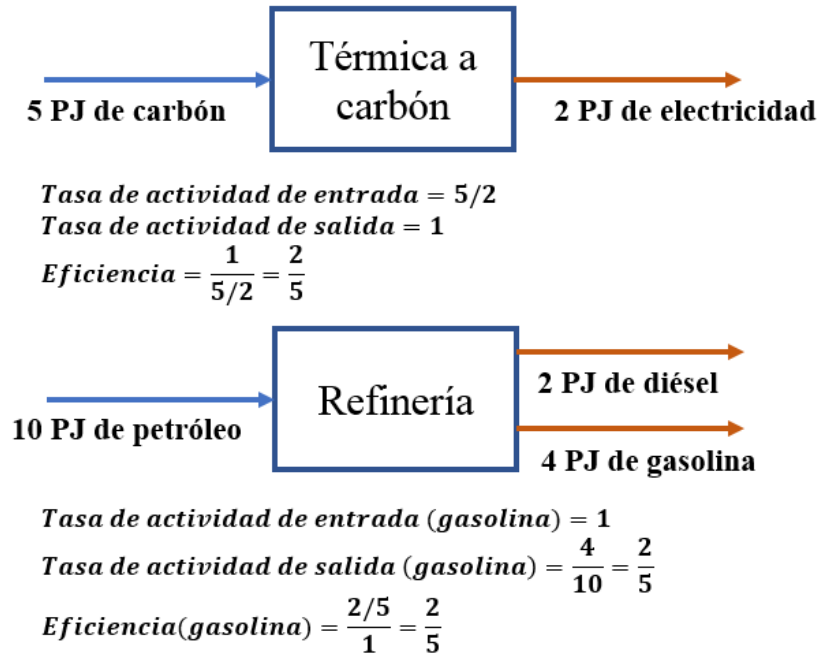


Figura 15. Ejemplos de manejo de las tasas de actividad de entrada y salida

Las tasas de producción se calculan considerando las tasas de actividad y la tasa de actividad de salida.

$$\begin{aligned} TasaProdTec(r, k, f, t, y) \\ = TasaActTec(r, k, t, y) * TasaActSalidad(r, k, f, y) \forall r, k, f, t, y \end{aligned} \quad (34)$$

$$TasaProduccion(r, f, t, y) = \sum_k TasaProdTec(r, k, f, t, y) \forall r, f, t, y \quad (35)$$

Las tasas de uso se calculan considerando las tasas de actividad y la tasa de actividad de entrada.

$$\begin{aligned} TasaUsoTec(r, k, f, t, y) \\ = TasaActTec(r, k, t, y) * TasaActEntrada(r, k, f, y) \forall r, k, f, t, y \end{aligned} \quad (36)$$

$$TasaUso(r, f, t, y) = \sum_k TasaUsoTec(r, k, f, t, y) \forall r, f, t, y \quad (37)$$

Dado que estas tasas son calculadas de forma anual, se deben multiplicar por la duración del timeslice correspondiente para tener el valor en dicha fracción de tiempo.

$$Produccion(r, f, t, y) = TasaProduccion(r, f, t, y) * YearDiv(t, y) \forall r, f, t, y \quad (38)$$

$$Uso(r, f, t, y) = TasaUso(r, f, t, y) * YearDiv(t, y) \forall r, f, t, y \quad (39)$$

De igual forma se calculan las demandas de los energéticos para cada timeslice.

$$\begin{aligned} Demanda(r, f, t, y) \\ = DemandaAnual(r, f, y) * DemandaPerfil(r, f, t, y) \forall r, f, t, y \end{aligned} \quad (40)$$

Y finalmente se plantea el balance de energía que establece que la demanda más del uso de un energético no puede ser menor que la producción de dicho energético en cada timeslice.

$$Produccion(r, f, t, y) \geq Demanda(r, f, t, y) + Uso(r, f, t, y) \forall r, f, t, y \quad (41)$$

Por otro lado, se realiza el balance de energía por año de modo que se realizan las sumatorias para la producción y uso de energéticos, y se plantea la restricción de producción versus demanda más uso.

$$ProduccionAnual(r, f, y) = \sum_t Produccion(r, f, t, y) \forall r, f, y \quad (42)$$

$$UsoAnual(r, f, y) = \sum_t Uso(r, f, t, y) \forall r, f, y \quad (43)$$

$$\begin{aligned} ProduccionAnual(r, f, y) \\ \geq DemandaAcumulada(r, f, y) + UsoAnual(r, f, y) \forall r, f, y \end{aligned} \quad (44)$$

3.2.5.4. Capacidades límite

Si existen límites mínimo y/o máximo para la capacidad total (capacidad residual más nueva capacidad), se pueden establecer dichos límites mediante los parámetros

CapacidadMaxAnual y CapacidadMinAnual. En caso de que no se requieran, se establece un valor muy alto para el primero y cero para el segundo.

$$CapacidadTotalAnual(r, k, y) \leq CapacidadMaxAnual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (45)$$

$$CapacidadTotalAnual(r, k, y) \geq CapacidadMinAnual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (46)$$

En el mismo sentido, si se tienen límites para las nuevas capacidades a ser instaladas, se pueden establecer dichas restricciones mediante los parámetros InversionMaxAnual e InversionMinAnual. En caso de que no se requieran, se establece un valor muy alto para el primero y cero para el segundo.

$$NuevaCapacidad(r, k, y) \leq InversionMaxAnual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (47)$$

$$NuevaCapacidad(r, k, y) \geq InversionMinAnual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (48)$$

3.2.5.5. Actividades Límite

Como en el caso de las capacidades, las actividades también pueden ser restringidas a límites superior y/o inferior. Para hacer esto en forma anual, se utilizan los parámetros LimiteActAnualMax y LimiteActAnualMin, siendo necesario calcular la actividad total anual en primer lugar.

$$ActividadTotalTec(r, k, y) = \sum_t TasaActTec(r, k, t, y) * YearDiv(t, y) \quad \forall r, k, y \quad (49)$$

$$ActividadTotalTec(r, k, y) \leq LimiteActMaxAnual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (50)$$

$$ActividadTotalTec(r, k, y) \geq LimiteActMinAnual(r, k, y) \quad \forall r, k, y \quad (51)$$

Igualmente, pueden establecerse límites para el periodo de modelado completo usando los parámetros LimiteActMaxPeriod y LimiteActMinPeriod, siendo requerido el cálculo de la actividad total en el periodo inicialmente.

$$ActividadTotalPeriod(r, k) = \sum_y ActividadTotalTec(r, k, y) \quad \forall r, k \quad (52)$$

$$ActividadTotalPeriod(r, k) \leq LimiteActMaxPeriod(r, k) \quad \forall r, k \quad (53)$$

$$ActividadTotalPeriod(r, k) \geq LimiteActMinPeriod(r, k) \quad \forall r, k \quad (54)$$

3.2.5.6. Margen de Reserva

El margen de reserva asegura un factor de seguridad de capacidad instalada para responder a eventuales picos de demanda en el sistema para un energético dado en un timeslice dado. Primero se requiere determinar la capacidad que puede contribuir a suplir este margen de reserva ya que no todas las tecnologías aportan o contribuyen al mismo nivel.

$$\begin{aligned} MRCapacidadTotal(r, y) \\ = \sum_k CapacidadTotalAnual(r, k, y) * MRTagTecnologia(r, k) \\ * RazonCapacidadActividad(r, k) \quad \forall r, y \end{aligned} \quad (55)$$

Luego, se debe considerar la producción del energético bajo las condiciones normales del sistema.

$$\begin{aligned} MRDemandaNecesaria(r, f, y) \\ = ProduccionAnual(r, f, y) * MRTagEnergetico(r, f) \quad \forall r, f, y \end{aligned} \quad (56)$$

Y finalmente, se plantea la restricción respectiva con relación al margen de reserva.

$$\begin{aligned} MRDemandaNecesaria(r, f, y) * MargenReserva(r, f, y) \\ \leq MRCapacidadTotal(r, y) \quad \forall r, t, y \end{aligned} \quad (57)$$

3.2.5.7. Objetivos de Energía Renovable

En primer lugar, se calcula la producción de energéticos en forma anual hallando la producción por cada timeslice y realizando la sumatoria de los timeslices en un año.

$$\begin{aligned}
 &ProduccionTec(r, k, f, t, y) \\
 &= TasaProdTec(r, k, f, t, y) * YearDiv(t, y) \forall r, k, f, t, y
 \end{aligned} \tag{58}$$

$$ProduccionAnualTec(r, k, f, y) = \sum_t ProduccionTec(r, k, f, t, y) \forall r, k, f, y \tag{59}$$

Luego, se determina la producción total anual, así como la asociada a tecnologías consideradas como renovables (por ejemplo, paneles solares) usando el parámetro $RETagTecnologia$.

$$ProduccionAnualTotal(r, y) = \sum_f \sum_k ProduccionAnualTec(r, k, f, y) \forall r, y \tag{60}$$

$$\begin{aligned}
 &REProduccionAnual(r, y) \\
 &= \sum_f \sum_k ProduccionAnualTec(r, k, f, y)
 \end{aligned} \tag{61}$$

$$* RETagTecnologia(r, k, y) \forall r, y$$

A continuación, se establece la restricción con el objetivo de participación de energía renovable si es diferente de cero.

$$\frac{REProduccionAnual(r, y)}{ProduccionAnualTotal(r, y)} \geq REObjetivoMin(r, y) \forall r, y \tag{62}$$

3.2.5.8. Emisiones

Las emisiones se calculan mediante la multiplicación del factor de emisión por unidad de energía para cada tipo de emisión, tecnología y periodo.

$$\begin{aligned}
 &EmisionAnualTec(r, k, e, y) \\
 &= EmisionFactor(r, k, e) * ActividadTotalTec(r, k, y) \forall r, k, e, y
 \end{aligned} \tag{63}$$

Luego, se halla la sumatoria de todas las tecnologías para cada tipo de emisión en cada año y región.

$$EmissionAnual(r, e, y) = \sum_k EmissionAnualTec(r, k, e, y) \quad \forall r, e, y \quad (64)$$

De igual forma, se puede hallar el total de emisiones para el horizonte completo de tiempo haciendo la sumatoria respecto a los años.

$$EmissionPeriodo(r, e) = \sum_y EmissionAnual(r, e, y) \quad \forall r, e \quad (65)$$

Conocidos los valores de las emisiones anuales y total del periodo, es posible aplicar restricciones de emisiones en cada caso.

$$EmissionAnual(r, e, y) \leq LimiteEmissionAnual(r, e, y) \quad \forall r, e, y \quad (66)$$

$$EmissionPeriodo(r, e) \leq LimiteEmissionPeriodo(r, e) \quad \forall r, e \quad (67)$$

Para evaluar la contribución de cada sector en las emisiones totales, se evalúan las sumatorias de emisiones para cada sector por año y sobre el horizonte de modelado utilizando los parámetros binarios de etiquetado.

$$\begin{aligned} EmissionesOferta(r, e, y) \\ = \sum_k EmissionAnualTec(r, k, e, y) * OfertaTag(r, k) \quad \forall r, y \end{aligned} \quad (68)$$

$$EmissionesOfertaTotal(r, e) = \sum_y EmissionesOferta(r, e, y) \quad \forall r \quad (69)$$

$$EmissionesFuels(r, e, y) = \sum_k EmissionAnualTec(r, k, e, y) * FuelTag(r, k) \quad \forall r, y \quad (70)$$

$$EmissionesFuelsTotal(r, e) = \sum_y EmissionesFuels(r, e, y) \quad \forall r \quad (71)$$

$$\begin{aligned}
 & EmisionesTransporte(r, e, y) \\
 & = \sum_k EmisionAnualTec(r, k, e, y) * TransporteTag(r, k) \quad \forall r, y
 \end{aligned} \tag{72}$$

$$EmisionesTransporteTotal(r, e) = \sum_y EmisionesTransporte(r, e, y) \quad \forall r \tag{73}$$

$$\begin{aligned}
 & EmisionesIndustria(r, e, y) \\
 & = \sum_k EmisionAnualTec(r, k, e, y) * IndustriaTag(r, k) \quad \forall r, y
 \end{aligned} \tag{74}$$

$$EmisionesIndustriaTotal(r, e) = \sum_y EmisionesIndustria(r, e, y) \quad \forall r \tag{75}$$

$$\begin{aligned}
 & EmisionesResidencial(r, e, y) \\
 & = \sum_k EmisionAnualTec(r, k, e, y) * ResidencialTag(r, k) \quad \forall r, y
 \end{aligned} \tag{76}$$

$$EmisionesResidencialTotal(r, e) = \sum_y EmisionesResidencial(r, e, y) \quad \forall r \tag{77}$$

$$\begin{aligned}
 & EmisionesOtrosSectores(r, e, y) \\
 & = \sum_k EmisionAnualTec(r, k, e, y) * OtrosSectoresTag(r, k) \quad \forall r, y
 \end{aligned} \tag{78}$$

$$EmisionesOtrosSectoresTotal(r, e) = \sum_y EmisionesOtrosSectores(r, e, y) \quad \forall r \tag{79}$$

3.2.5.9. CCS

Las tecnologías incorporadas con CCS son identificadas mediante el parámetro CCSTagTecnologia, de forma que se halla la sumatoria de las emisiones capturadas y almacenadas derivadas de las actividades asociadas a este conjunto de tecnologías usando el parámetro CCSFactor.

$$CCSActividad(r, k) = \sum_y ActividadTotalTec(r, k, y) * CCSTagTecnologia(r, k) * CCSFactor(r, k) \quad \forall r, k \quad (80)$$

Luego, se establece que la sumatoria de estas emisiones debe estar por debajo de la capacidad máxima esperada de almacenamiento de dichas emisiones.

$$\sum_k CCSActividad(r, k) \leq LimiteCCS(r) \quad \forall r \quad (81)$$

4. Solución del Modelo

Con el desarrollo de la estructura matemática del modelo de optimización culminado en la etapa 2 del proyecto, se plantea ahora la estrategia de solución del modelo definiendo el proceso de programación, los datos de entrada utilizados, la validación de resultados y la definición de los escenarios a ser tratados dentro del estudio.

4.1. Programación del Modelo

El modelo matemático propuesto fue implementado en lenguaje de programación Python usando la librería Pyomo y el ambiente de desarrollo de Google Colab. El apéndice C muestra el código correspondiente de este desarrollo. La solución del modelo se realiza mediante el paquete solver de GLPK (GNU project, 2012). Con el fin de verificar el correcto funcionamiento del modelo y la lógica de los resultados, se llevaron a cabo un conjunto de pruebas secuenciales con casos juguete y valores extremos que se registran en el apéndice D.

4.2. Datos de Entrada del Modelo

Los modelos de sistemas de energía son muy intensivos en requerimiento de datos, por lo cual se requiere realizar un trabajo exhaustivo de recolección, revisión y estandarización de datos. Los datos utilizados dentro del proyecto fueron obtenidos de fuentes públicas como páginas web de entidades oficiales, bases de datos de organizaciones internacionales, artículos científicos y

reportes de estudios previos en el área de investigación. Las fuentes, descripciones y reporte de los datos están apropiadamente documentadas en el apéndice E. Igualmente, se creó un repositorio en GitHub (<https://github.com/fernandoplazas/Colombian-Energy-System-Model>) para almacenar dicha información para la comunidad académica considerando el paradigma de modelado abierto.

Para el desarrollo de este trabajo, se evalúa el período 2020-2050 con una resolución temporal anual, de forma que no se utilizan timeslices debido a que el modelado se hace a partir de los usos finales de energía. En términos geográficos, el país se representa como una única región dada la falta de disponibilidad de datos por regiones, y se contabilizan las emisiones de dióxido de carbono solamente exceptuando el metano y otros GEI. No se tiene en cuenta margen de reserva ni objetivos de energía renovable. El inventario de energéticos y tecnologías incluidas en el modelo es descrito en el apéndice B del documento.

4.3. Validación del Modelo

Dado que los modelos de optimización de sistemas de energía no pueden ser adecuadamente validados (Pfenninger et al., 2014), la estrategia de validación consiste en revisar la consistencia de los resultados del modelo probando representar un estado pasado o el estado presente utilizando un año de referencia (Limpens et al., 2020). Con el fin de evidenciar la concordancia de los resultados del modelo con la realidad, se lleva a cabo una comparación de los resultados del año 2020 con los valores de la canasta energética reportada por el BECO (UPME, 2020a), y el nivel de emisiones del sector energético colombiano de la BP Statistical Review 2022 (BP, 2022). Las diferencias se encuentran entre el -4,8% y el 2.7% indicando que el modelo funciona razonablemente bien.

La mayor diferencia en los resultados de la canasta primaria mostrada en la Figura 15 está dada en el consumo de carbón y gas natural debido a que la eficiencia de conversión de energía

reportada por el BECO en las centrales térmicas está alrededor de 37%, mientras que los datos obtenidos de la literatura de diversas fuentes para el proceso de modelado muestran eficiencias entre 43% y 57% para estas tecnologías.

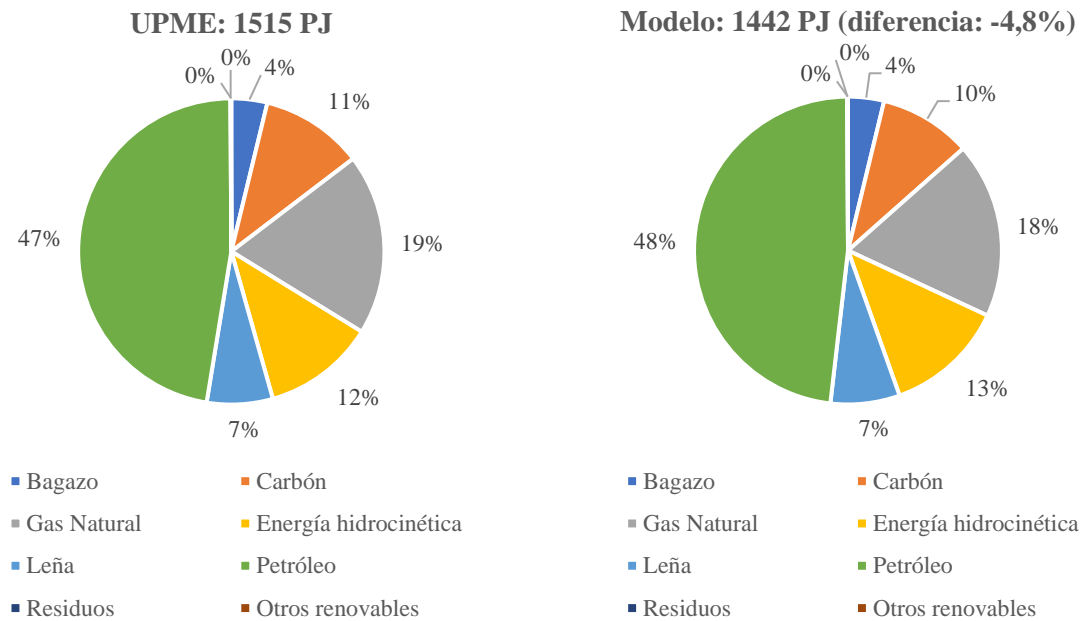


Figura 16. *Comparativa canasta primaria 2020*

En la canasta secundaria ilustrada en la Figura 16, hay diferencias significativas en los consumos de gasolina, diésel, bioetanol y biodiésel, que se explican porque el modelo asume una combinación uniforme E08-B10 para todo el país, algo que en la práctica no sucede ya que dependiendo de la región, los niveles de mezcla varían.

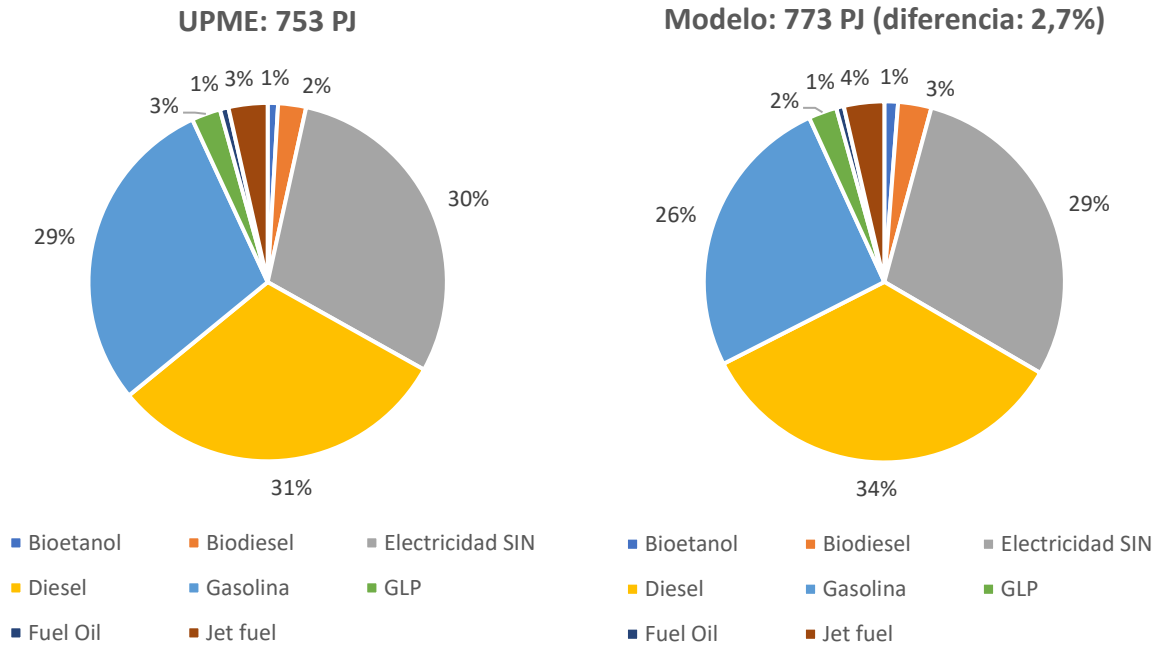


Figura 17. Comparativa canasta secundaria 2020.

En relación con la matriz eléctrica presentada en la Figura 17, se observa un muy buen ajuste a los valores reportados por la UPME, mientras el dato de emisiones totales se acerca al valor obtenido de BP, pero se mantiene con una ligera sobrestimación como lo esquematiza la Figura 18.

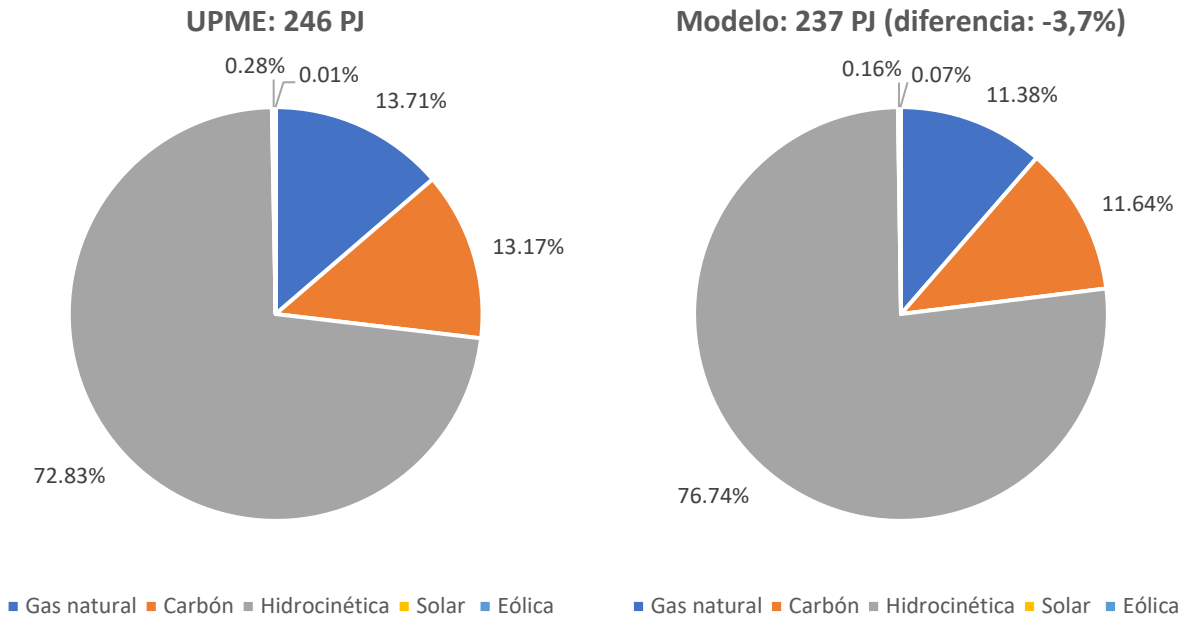


Figura 18. Comparativo matriz de generación eléctrica 2020

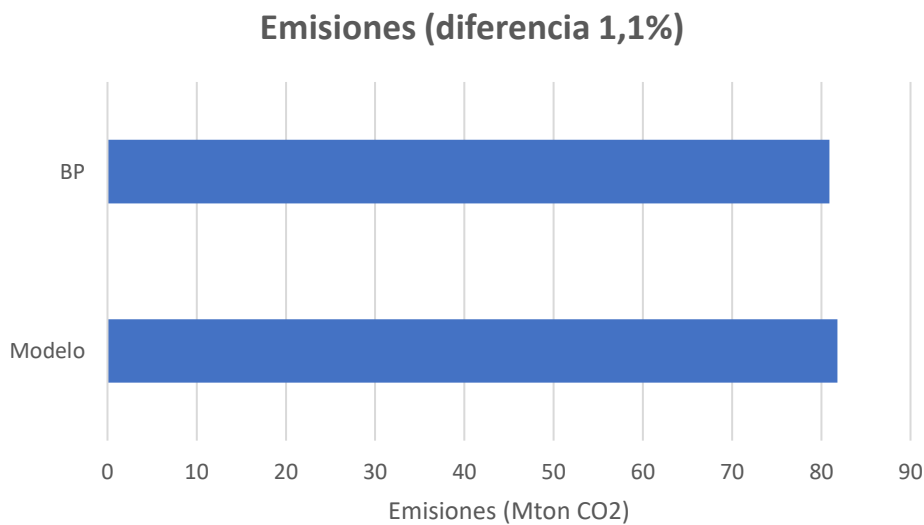


Figura 19. Comparativo emisiones de dióxido de carbono del sector energético 2020.

4.4. Definición de Escenarios

El análisis de escenarios permite determinar las historias (comúnmente denominadas “storylines” por su equivalente en inglés) que soportan las posibles trayectorias de evolución del

sistema de energía, lo que a su vez establece un conjunto de restricciones dentro del modelo (Venturini et al., 2019). De esta forma, la definición de escenarios tiene dos elementos: una narrativa que describe un posible futuro y un conjunto de condiciones cuantitativas que restringen dicho futuro. La construcción de dichos escenarios es usada para mitigar la parcialidad asociada con los supuestos del modelo (Bartholdsen et al., 2019), capturar ventajas y desventajas entre distintas acciones (Carvajal & Li, 2019), y proporcionar una mejor base para la toma de decisiones de los creadores de política pública e inversionistas acerca de la incertidumbre del futuro (Iyer & Edmonds, 2018).

El presente trabajo propone cuatro escenarios de análisis considerando el estudio de revisión de literatura donde es el número de escenarios más habitual para las investigaciones de planeación energética (Plazas-Niño et al., 2022), y que a su vez coincide con el ejercicio del Plan Energético Nacional 2020 (UPME, 2020c). Para la estructuración de los escenarios se utilizó el marco de trabajo de las trayectorias socioeconómicas compartidas (SSP) (O’neill et al., 2014). Esta metodología establece los perfiles más relevantes del comportamiento socioeconómico que pueden presentarse para afrontar los desafíos de mitigación y adaptación al cambio climático asegurando una formulación de escenarios que abarque un rango aceptable de la incertidumbre futura. A continuación, se presentan las narrativas que definen cada escenario,

- **Escenario Caso Base:** Es un escenario tendencial que sirve como referencia para la comparación con los demás escenarios. En este escenario, el crecimiento económico y poblacional sigue la tasa promedio de los últimos 10 años, con niveles de acceso similares en educación, salud, vivienda y servicios públicos. Las instituciones estatales mantienen su gobernabilidad aunque persisten los problemas de corrupción, y los conflictos armados internos perduran, marcando volatilidades

frecuentes en diversas regiones. No hay adición de nuevas reservas de petróleo o gas, y se mantienen los objetivos de reducción de emisiones de GEI de la NDC 2020 sin ningún esfuerzo adicional. Los costos de los combustibles fósiles son moderados.

- **Escenario SSP1:** El desarrollo económico del país es muy positivo con niveles de desempleo por debajo del 10% y crecimiento del producto interno producto por encima del promedio histórico. Se fortalece el acceso a educación, salud, vivienda y servicios públicos en todos los niveles sociales, mientras el crecimiento poblacional se desacelera como producto de una sociedad más educada y con más oportunidades. La institucionalidad es sólida con menores niveles de corrupción, y los conflictos armados internos son menores en comparación a la actualidad brindando un país más seguro y más próspero, Las adiciones de nuevas reservas de petróleo y gas son bajas debido a un desincentivo en el desarrollo de la industria extractivista, y se imponen objetivos ambiciosos de transición energética que suponen un alto precio al carbono y un acelerado proceso de descarbonización de los usos finales, conllevando a superar las expectativas de la NDC 2020. Esto ocurre en sintonía global, luego los costos internacionales de los combustibles fósiles se mantienen bajos.
- **Escenario SSP2:** Este es un estado intermedio entre el escenario SSP1 y SSP3 con unos crecimientos económico y poblacional moderados. Hay avances importantes en el acceso a la educación, salud y servicios públicos. El estado se mantiene estable con logros significativos en materia de seguridad que conllevan a reducciones del conflicto armado en diferentes regiones del país, aunque continúan algunas zonas

críticas y problemas eventuales de corrupción. La industria petrolera continua vigente con un desarrollo constante que garantiza extender entre dos y tres veces la vida de las reservas actuales. El país mantiene objetivos relevantes de transición energética por encima de la NDC 2020. Los costos de los combustibles fósiles tienen precios moderados.

- **Escenario SSP3:** El desarrollo económico sigue una senda de crecimiento, pero con mayor ralentización a los dos anteriores escenarios. No se logra una gran transformación social en términos de acceso a educación salud, vivienda y servicios públicos. El crecimiento poblacional se ubica por encima de la media histórica. La institucionalidad conserva un status-quo con serios problemas de corrupción y falta de presencia en diversas regiones que repercute en conflictos armados internos a lo largo del país. En este caso, la industria petrolera recibe la mayor atención para garantizar el máximo desarrollo posible que viabiliza el máximo potencial de reservas de petróleo y gas. Esto ocurre en un panorama internacional que ofrece altos precios por los combustibles fósiles. A su vez, el sector energía relaja los objetivos de transición energética y establece metas poco ambiciosas de transformación por debajo de lo esperado en la NDC 2020.

En relación con la cuantificación de las condiciones para cada escenario, la Tabla 20 esquematiza las consideraciones cuantitativas respectivas que son incorporadas como parámetros dentro del modelo. El crecimiento del PIB nacional es usado para proyectar la demanda de los usos finales en el sector industria, transporte y otros sectores, mientras el crecimiento poblacional se enlaza con el aumento de las demandas en el sector residencial. Las reservas de petróleo y gas natural se establecen de acuerdo con los estudios de abastecimiento de la UPME, así como los

precios de combustibles líquidos y gas natural importados. La tasa de mezcla de biocombustibles sigue los casos estudiados por (Younis et al., 2020) en la cadena de la bioenergía de Colombia. La cobertura de las ZNI es estimada considerando la meta del CONPES 3918 de alcanzar el 100% de cobertura eléctrica hacia 2030. El precio del carbono sigue los escenarios planteados por (Calderón et al., 2014b) en el estudio del impacto de impuestos al carbono en Colombia. Los objetivos de reducción de emisiones de GEI consideran la meta de reducción del sector energía de la NDC 2020 que apuntan a decrecer en 20% al 2030, modificando los niveles de ambición según el escenario. La disponibilidad tecnológica es la misma para todos los escenarios de acuerdo con los datos presentados en el apéndice E.

Tabla 20.

Caracterización cuantitativa de los escenarios de estudio.

Criterio	Parámetro dentro del modelo	Caso base	SSP1	SSP2	SSP3
Crecimiento PIB nacional	Demanda sectores industrial, transporte y otros sectores	2,4% ^a	3,5 ^b	3,3	3,1 ^c
Crecimiento poblacional	Demanda sector residencial	1,32% ^d	1%	1,20%	1,40%
Reservas de petróleo ^e	Límite actividad máxima período para petróleo	Reservas actuales (1816 MB)	3011 MB	5704,1 MB	11821,2 MB
Reservas de gas natural ^f	Límite actividad máxima período para gas natural	Reservas actuales (2,95 TPC)	6,1 TPC	10,9 TPC	23,7 TPC
Precios de importación de energéticos ^g	Costo variable importaciones	Petróleo (USD/MB)	Petróleo (USD/MB)	Petróleo (USD/MB)	Petróleo (USD/MB)
		2030: 62,9 2050: 102,7	2030: 54,2 2050: 81,4	2030: 61,3 2050: 101,3	2030: 68,3 2050: 121,3
		Gas natural (USD/MBTU)	Gas natural (USD/MBTU)	Gas natural (USD/MBTU)	Gas natural (USD/MBTU)
		2030: 7,2 2050: 9,5	2030: 5,9 2050: 7,7	2030: 8,1 2050: 11,7	2030: 10,4 2050: 15,7
		Gasolina (USD/MBTU)	Gasolina (USD/MBTU)	Gasolina (USD/MBTU)	Gasolina (USD/MBTU)

		2030: 11,2 2050: 14,8 Diésel (USD/MBTU)	2030: 11,5 2050: 16 Diésel (USD/MBTU)	2030: 11,5 2050: 16,1 Diésel (USD/MBTU)	2030: 11,5 2050: 16,2 Diésel (USD/MBTU)
		2030: 11,1 2050: 13,6 GLP(USD/MBTU)	2030: 8,2 2050: 9,7 GLP(USD/MBTU)	2030: 10,4 2050: 13,6 GLP(USD/MBTU)	2030: 12,6 2050: 17,6 GLP(USD/MBTU)
		2030: 10,1 2050: 13,6 Keroseno - Jet Fuel (USD/MBTU)	2030: 8,5 2050: 10,6 Keroseno - Jet Fuel (USD/MBTU)	2030: 9,8 2050: 13,7 Keroseno - Jet Fuel (USD/MBTU)	2030: 11,1 2050: 16,8 Keroseno - Jet Fuel (USD/MBTU)
		2030: 15,8 2050: 22 Fuel Oil (USD/MBTU)	2030: 14,2 2050: 19,9 Fuel Oil (USD/MBTU)	2030: 15,4 2050: 24,1 Fuel Oil (USD/MBTU)	2030: 16,7 2050: 28,2 Fuel Oil (USD/MBTU)
		2030: 7,8 2050: 10,4	2030: 7 2050: 8,8	2030: 7,6 2050: 10,4	2030: 8,2 2050: 12,1
Porcentaje de mezcla de biocombustibles h	Factor de emisión y Tasa Entrada Actividad para mezclas de combustible	E08-B10	E12-B18	E09-B13	E08-B10
Cobertura ZNI	Demanda ZNI	100% a 2030 ⁱ	100% a 2030	100% a 2035	100% a 2040
Precio del carbono	Impuesto emisión	5 USD/tonCO2	50 USD/tonCO2 creci endo 4% anual hasta 162 USD/tonCO2 en 2050 ^j	25 USD/tonCO2 creciendo 4% hasta 81 USD/tonCO2 en 2050	-
Reducción de emisiones de CO2 respecto a 2020 ^k	Límite emisión anual	20% a 2030 y 60% a 2050	35% a 2030 y 90% a 2050	25% a 2030 y 65% a 2050	10% a 2030 y 30% a 2050

^a Valor calculado del PIB histórico de los últimos 10 años (Banco de la República, 2022b)

^b Crecimiento económico optimista dentro del Plan Energético Nacional 2050 (UPME, 2020c)

^c Crecimiento económico base dentro del Plan Energético Nacional 2050 (UPME, 2020c)

^d Valor calculado del histórico poblacional de los últimos 10 años (Banco de la República, 2022a)

^e Las estimaciones de incorporación de reservas de petróleo se interrelacionaron con los escenarios bajo (SSP1), medio (SSP2) y alto (SSP3) del estudio de prospección de la UPME para los próximos 25 años (UPME, 2021c)

^f Las estimaciones de incorporación de reservas de gas se interrelacionaron con los escenarios bajo (SSP1), medio (SSP2) y alto (SSP3) del plan de abastecimiento de gas natural de la UPME (UPME, 2020b)

^g Las proyecciones de los energéticos de importación fueron tomadas de los escenarios base, alto (SSP3), bajo (SSP1) y un promedio de estos dos últimos (SSP2) en la serie 2020-2036 (UPME, 2021e). La serie 2037-2050 fue estimada usando un ajuste lineal de los datos de la primera serie.

^h Tomado de los escenarios de desarrollo de la cadena de bioenergía de (Younis et al., 2020)

ⁱ Basado en la meta del CONPES 3918 (DNP, 2018)

^j Basado en el escenario de alto precio de CO₂ del estudio de (Calderón et al., 2014b)

^k Valores estimados para la contribución a la meta de mitigación de GEI planteado por la NDC 2020 (Gobierno de Colombia, 2020)

5. Resultados

Una vez se tienen definidos los parámetros de cada uno de los escenarios, se crean los archivos de entrada del modelo y se realizan las corridas correspondientes. De este proceso, se obtienen los archivos de salida, de los cuales se extraen los resultados que son graficados y analizados en distintas categorías, y que se presentan en las siguientes secciones de forma comparativa. Las estadísticas derivadas de las corridas de los escenarios son presentadas en la Tabla 21.

Tabla 21.

Estadísticas de los escenarios del estudio.

Estadística	Escenario			
	Caso Base	SSP1	SSP2	SSP3
Número de restricciones	1175917	1175917	1175917	1175917

Número de variables	1141410	1141410	1141410	1141410
Número de no ceros	2696666	2696666	2696666	2694372
Tiempo de convergencia (s)	24,66	18,57	25,47	28,49

5.1. Canasta Energética 2020-2050

El consumo de energía en los escenarios analizados podría variar entre 1105 PJ y 1784 PJ para 2050. Para tasas bajas de crecimiento de la demanda, como en el caso base, se observa que el consumo de energía podría ser menor al actual dado que la eficiencia de las tecnologías de oferta y demanda se incrementa, es decir, necesitamos menos energía para satisfacer los usos finales. Como lo ilustra la Figura 19, la canasta energética se debe transformar para cumplir con cualquier objetivo de reducción de emisiones.

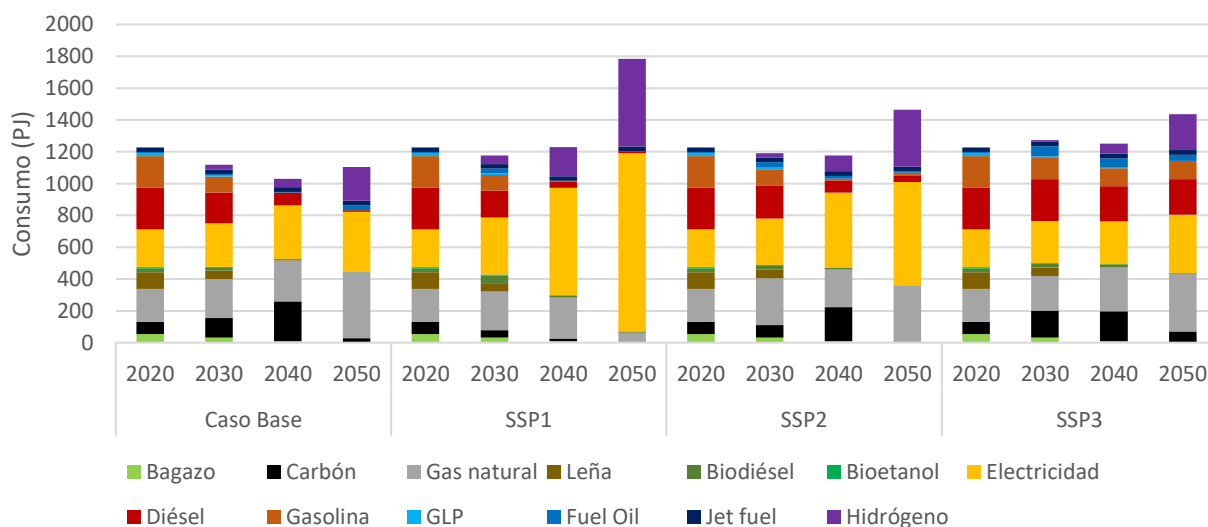


Figura 20. *Canasta energética por escenario*

La transición energética evidencia cuatro hechos fundamentales en la estructura de la canasta energética:

1. La necesidad de electrificar usos finales, con lo cual la electricidad deberá ser líder en el consumo energético. Se observa que la electricidad es el portador de energía de mayor uso en 2050 en todos los escenarios excepto el caso base. La participación va desde 19% en 2020 hasta 63% en el escenario SPP1 y 26% en el escenario SSP3, evidenciando que la electrificación es clave bajo cualquier objetivo de reducción de emisiones.
2. El hidrógeno es el segundo vector energético necesario para la descarbonización del sector energético. La participación del hidrógeno es incremental en todos los escenarios situándose entre 16% y 31% para el año 2050. Una mayor ambición climática implicará mayor inversión en proyectos de hidrógeno azul y verde.
3. El gas natural debe actuar como el energético de transición apalancando la confiabilidad del sistema de energía. A excepción del escenario SSP1, el gas natural puede aumentar su participación de 17% hasta 34%.
4. El carbón, los biocombustibles y los recursos de biomasa tradicional tienen tendencia a desaparecer de la canasta energética si se persiguen los objetivos de reducción de emisiones hacia 2050. Los derivados del petróleo muestran un comportamiento similar, excepto en el escenario SSP3 donde se disponen de reservas considerables de hidrocarburos y la meta de reducción de emisiones no es tan agresiva.

5.2. Sector Eléctrico

La capacidad de generación eléctrica crece en cualquier escenario ante el aumento de la demanda y los requerimientos de electrificar varios servicios de uso final. En 2020, la cantidad de electricidad se ubicó en 237 PJ, mientras que en el escenario de mayor consumo (SPP1) alcanza los 1120 PJ, esto sería incrementar la producción de electricidad por 5 en los próximos 30 años.

En el escenario SSP3 que plantea el menor crecimiento, la energía eléctrica participa con 367 PJ siendo un aumento del 55% aproximadamente.

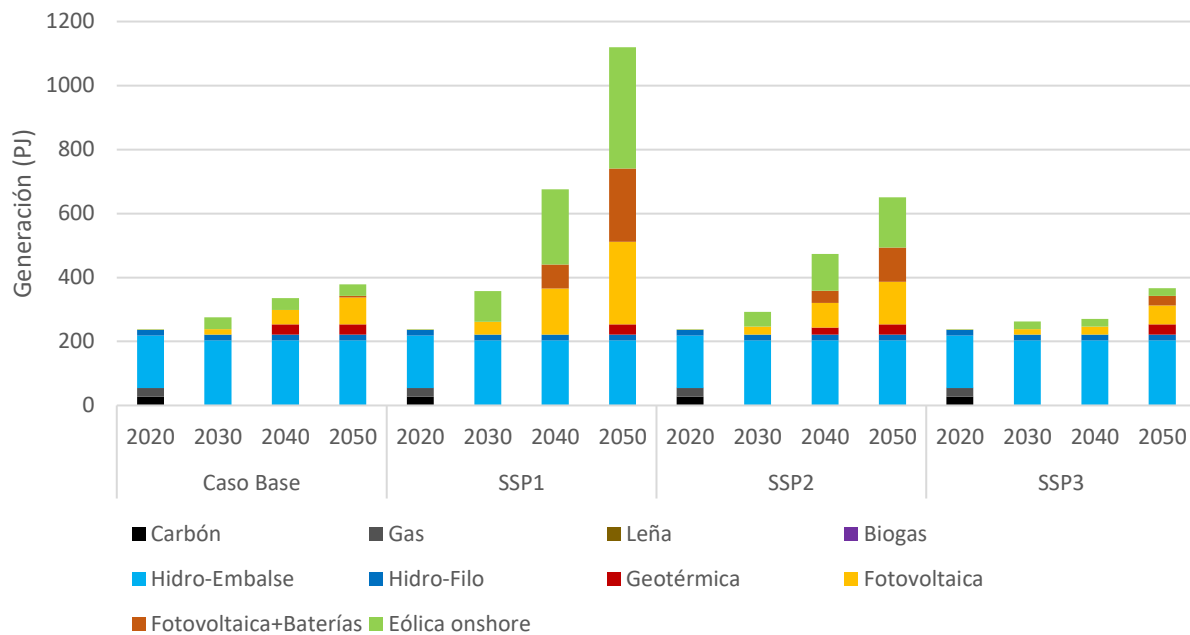


Figura 21. *Generación eléctrica por escenario.*

Como lo muestra la Figura 20, hay cuatro tecnologías que contribuyen al crecimiento de la oferta eléctrica: eólica onshore, fotovoltaica, fotovoltaica con sistema de baterías y geotérmica. Las participaciones de estas tecnologías son marginales en 2020, pero pueden llegar a representar entre el 40% y 80% de la matriz eléctrica del país en 2050. Hacia 2030, Colombia debería tener completamente descarbonizada su matriz eléctrica, y no participan en ningún escenario las tecnologías termosolar, eólica offshore o nuclear.

En términos de capacidad instalada, la energía solar fotovoltaica puede requerir entre 10 GW y 57 GW incluyendo los sistemas con baterías, la energía eólica onshore entre 3 GW y 40 GW, y la energía geotérmica debería aprovechar su potencial alrededor de los 1.2 GW. Considerando que la capacidad instalada actual es de 17.2 GW aproximadamente, el sector

eléctrico debe crecer exponencialmente en la medida que los objetivos de reducción de emisiones sean más agresivos.

5.3. Participación de Energías Renovables

A mayor nivel de ambición de reducción emisiones se requiere un mayor porcentaje de participación de energías renovables en la canasta energética. Como se aprecia en la Figura 21, para el caso del escenario SSP1, el objetivo de reducir las emisiones en 90% supondría alcanzar una participación del 81% en energías renovables, y de la misma forma, una meta de reducción del 65% en el escenario SSP2 representaría llevar las energías renovables a niveles del 51%.

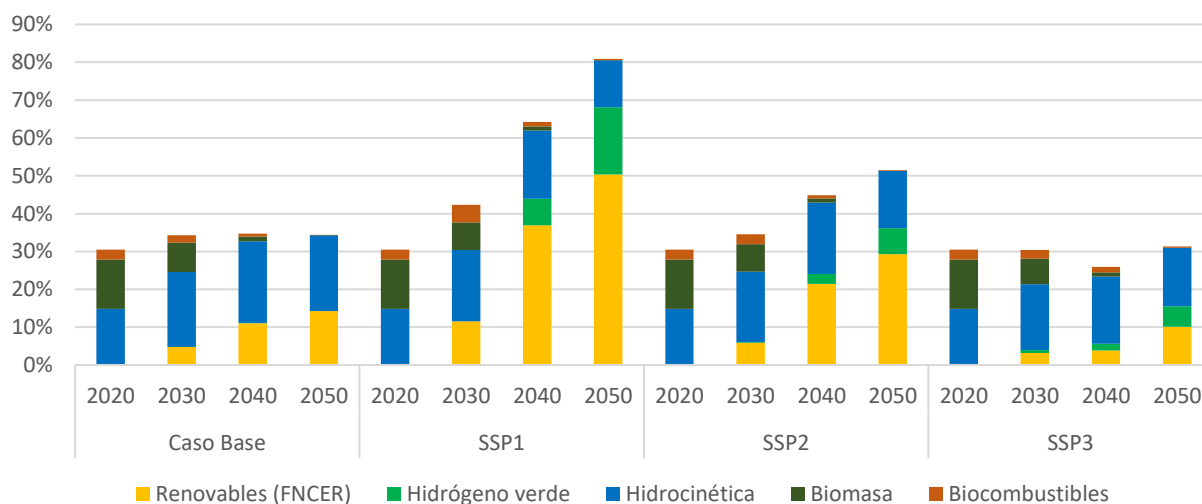


Figura 22. Participación de las energías renovables por escenario.

La mayor contribución en energía renovable se centra en proyectos de fuentes no convencionales (FNCER) que agrupan la energía solar, eólica y geotérmica, las cuales juegan un papel clave en el incremento de la capacidad de generación eléctrica del país hacia el 2050 como se vio en la sección anterior. La energía hidrocinética es igualmente relevante durante cualquier proceso de transición como se evidencia en una participación constante en todos los escenarios. Y

finalmente, el desarrollo del hidrógeno verde después de 2030 es fundamental para complementar el suministro de energía, especialmente en el sector industrial.

5.4. Sector Transporte

El sector transporte es el más desafiante en su proceso de transformación ya que plantea el reto de electrificar el 100% de la flota vehicular carretera hacia 2050 en la mayoría de los escenarios, excepto para el SSP3 que admite la mitad de participación del diésel para el transporte de pasajeros. Este proceso implicaría una fuerte política de despliegue de infraestructura de recarga, incentivos de compra de autos eléctricos y la prohibición en el mediano plazo de la venta de vehículos a gasolina y diésel.

Un hecho notable en este sector es el aumento significativo de la eficiencia, donde a pesar de una proyección creciente de la demanda, el consumo energético disminuye dado que la eficiencia de un vehículo eléctrico puede ser de 5 a 8 veces mayor que la de un vehículo a gasolina o diésel convencional.

En el caso del subsector de transporte privado de pasajeros, como se aprecia en la Figura 22, si se electrificara toda la flota de este segmento, se podría pasar de consumir 234 PJ de energía a 22 PJ. En el escenario SSP3 que asume una meta baja de reducción de emisiones y alta disponibilidad de hidrocarburos nacionales, la electrificación sigue siendo una tendencia en todo el horizonte de tiempo, pero manteniendo una participación representativa del diésel. La eficiencia del subsector puede mejorar de 0,6 Mkm-pax/TJ hasta 7 Mkm-pax/TJ. El gas natural y el hidrógeno no tienen participaciones relevantes en ninguno de los escenarios para este subsector.

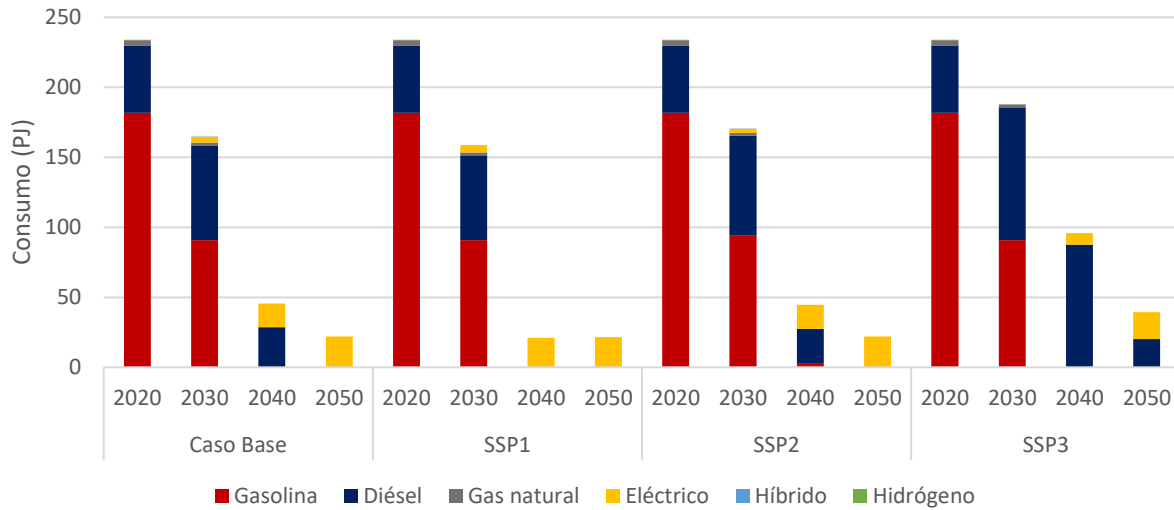


Figura 23. Consumo energético por escenario para el sector transporte carretero de pasajeros privado

En el transporte público de pasajeros, como lo muestra la Figura 23, la electrificación se acompaña del gas natural y el hidrógeno para llevar la eficiencia de 3,6 Mkm-pax/TJ hasta más de 14 MKm-pax/TJ. En el caso base, el gas natural contribuye con 13,3% del consumo hacia 2050 mientras en el escenario SSP1, el hidrógeno aporta el 13,6%. En todos los escenarios, hay una desescalada del uso de gasolina y diésel para dar paso a movilidad eléctrica, aunque nuevamente el escenario SSP3 mantiene una cuota de consumo para los vehículos a diésel.

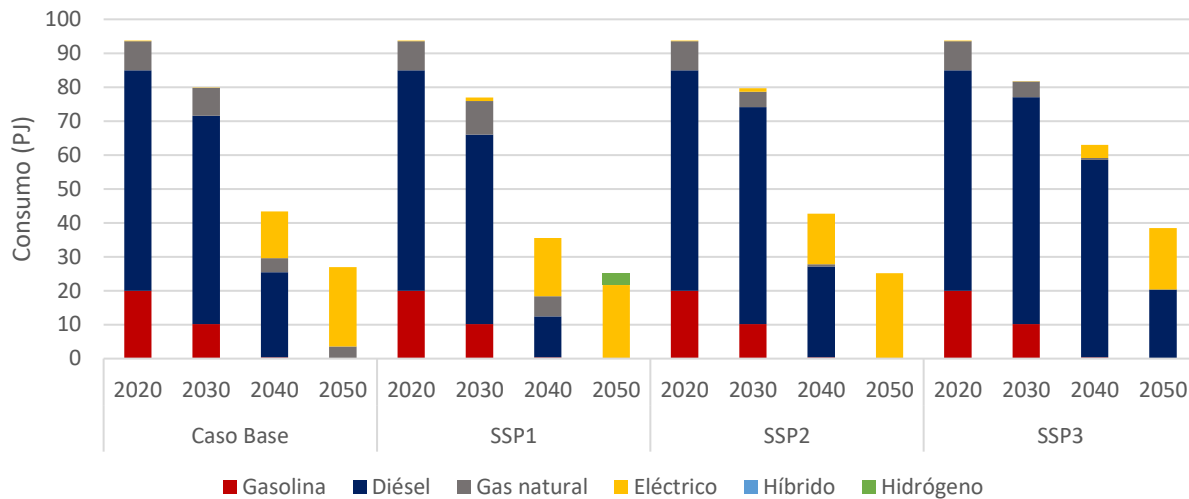


Figura 24. *Consumo energético por escenario para el sector transporte carretero de pasajeros público*

De acuerdo con la Figura 24, el transporte de carga también requeriría un proceso de electrificación completo hacia 2050. Este escenario supone la mayor incertidumbre ya que los tractocamiones de alta autonomía y carga rápida se encuentran todavía en desarrollo, y este segmento de vehículos representó el 30% del consumo del transporte de carga en 2020 en el país. Para el escenario SSP1, el hidrógeno complementa el consumo con 31% de participación, y podría eventualmente ser una tecnología más viable para la descarbonización de este subsector. En el caso de electrificar esta flota, se estaría considerando una mejora de la eficiencia de 0,7 MKm-ton/TJ hasta 9,7 MKm-ton/TJ.

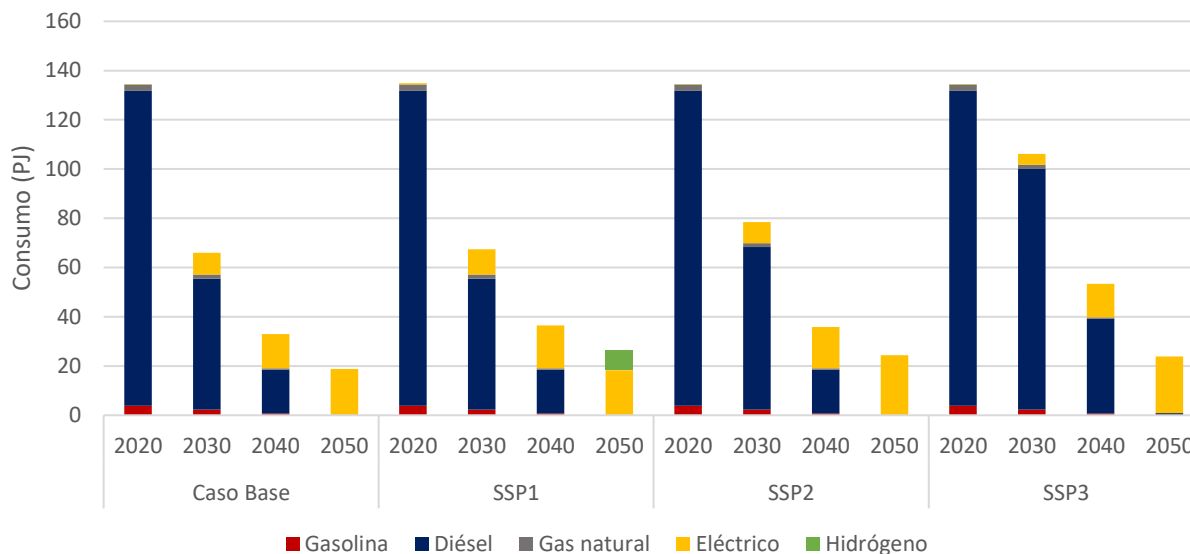


Figura 25. Consumo energético por escenario para el sector transporte carretero de carga

En el caso del transporte aéreo, marítimo y ferroviario, no se consideraron nuevas alternativas tecnológicas, luego la demanda es satisfecha por aviones de jet fuel, barcos a diésel, y el metro eléctrico respectivamente.

5.5. Sector Industrial

El consumo energético del sector industrial crece en todos los escenarios, pasando de 258 PJ en 2020 a valores entre 409 y 538 PJ en 2050, como lo muestra la Figura 25. La sustitución de bagazo y carbón por gas natural e hidrógeno en todos los escenarios permite mejorar la eficiencia del sector de un 68% a valores entre 85% y 92%. A excepción del escenario SSP2, el carbón juega un papel fundamental hasta la década de 2040, por lo cual las reservas nacionales seguirán siendo importantes para uso doméstico.

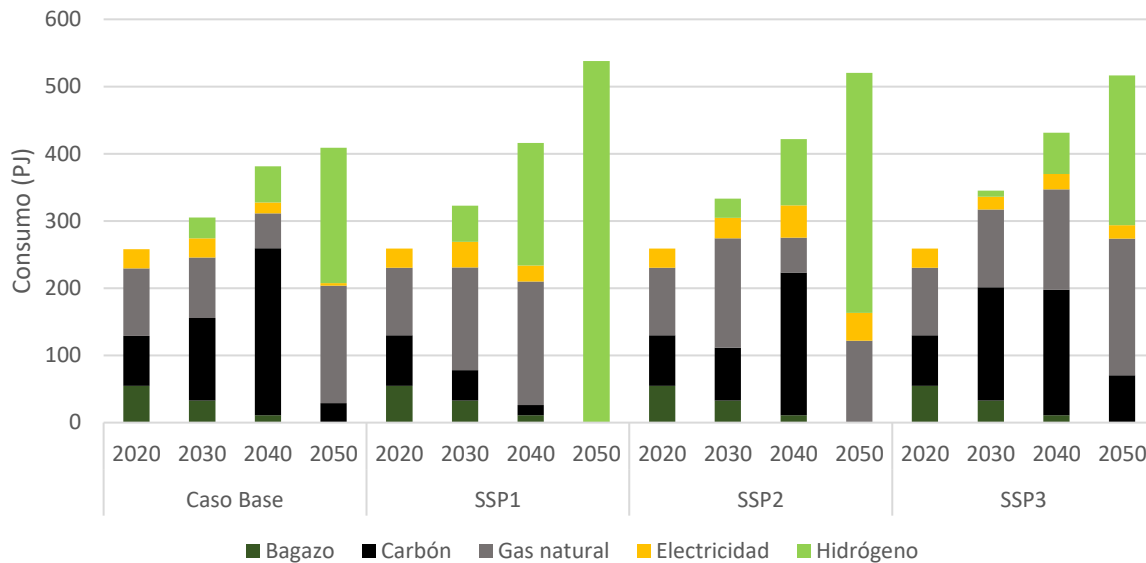


Figura 26. *Consumo del sector industrial por escenario.*

El principal vector energético en el sector industrial puede ser el hidrógeno, considerando que hay muchos procesos de calor directo que no pueden ser electrificados, y los de calor indirecto son demasiado costosos de electrificar. La participación del hidrógeno es destacada, incluso en el escenario SSP3, donde tiene la mayor participación alcanzando el 43%. En un escenario 100% renovable del sector industrial, la mejor opción sería el hidrógeno como lo evidencia el escenario SSP1 que en 2050 establece al hidrógeno como el único energético en uso. Igualmente, es destacable que el gas natural vuelve a funcionar como un energético de transición acompañando al hidrógeno en los todos los escenarios, incluso bajo objetivos altos de reducción de emisiones.

5.6. Sector Residencial

El sector residencial evidencia que podría ser el de mayor rapidez en el proceso de electrificación, ya que en todos los escenarios alcanza a ser completamente eléctrico en 2050. El principal objetivo de este sector sería lograr la conversión de los servicios de cocción que hoy se hacen con leña, GLP y gas natural en los próximos 20 años. Como se ilustra en la Figura 26, este

proceso puede lograr una reducción en el consumo de energía pasando de 259 PJ hasta 160 PJ aproximadamente.

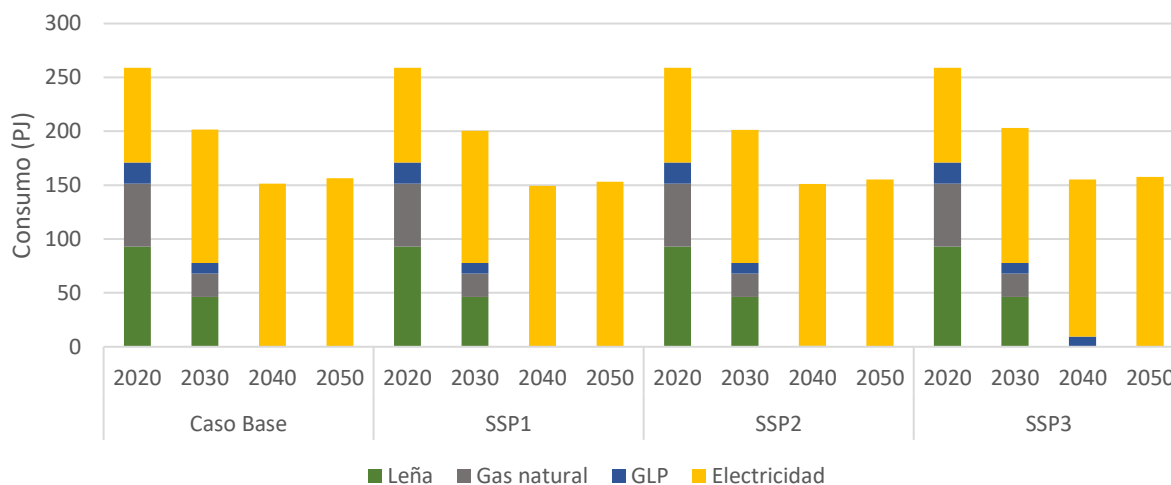


Figura 27. Consumo sector residencial por escenario

El otro fenómeno relevante en este sector es el recambio de electrodomésticos de baja eficiencia por otros de mayor eficiencia, lo cual representa un costo de inversión mayor, pero permite reducir el consumo eléctrico significativamente. Esto a su vez, mejora la eficiencia energética que podría pasar de 36% a 65%.

5.7. Otros Sectores

El consumo de energía de los demás sectores crece en el tiempo moviéndose de 182 PJ hasta cerca de 490 PJ en los escenarios de mayor crecimiento económico. Como lo muestra la Figura 27, la electricidad y el gas natural son los energéticos que predominan para posibilitar el camino de reducción de emisiones. El gas natural es fundamental para alimentar estos sectores, incluso en el escenario SSP3 donde los derivados del petróleo tienen la mayor participación. En términos de eficiencia, solo hay mejoras significativas en el escenario SPP1, debido a la mayor tasa de electrificación de los procesos.

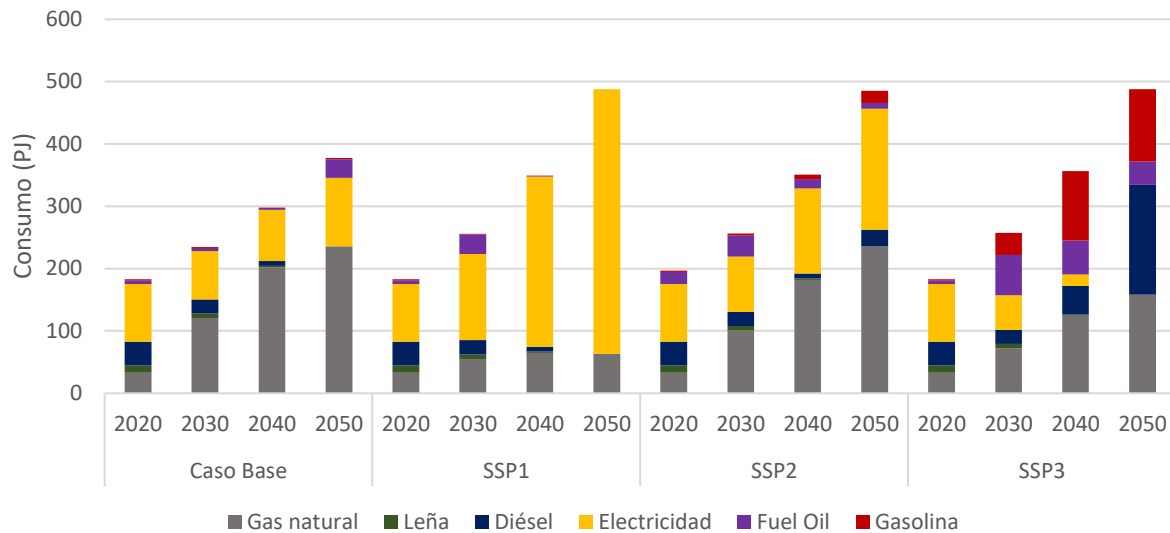


Figura 28. Consumo otros sectores por escenario

5.8. Participación Sectorial

La recomposición de los distintos sectores que consumen energía en el país muestra dos cambios principales que fueron mencionados individualmente en las secciones previas y que son esquematizados en la Figura 28. En primer lugar, la electrificación puede permitir mejoras sustanciales en la eficiencia de los usos finales, lo cual genera que los sectores transporte y residencial puedan reducir su consumo energético hacia el año 2050, aun cuando se espera un aumento sostenido de la demanda. Esto sería pasar de consumir el 63% de la energía, a tan solo 21%. Y en segunda instancia, los sectores industriales y de uso intensivo de la energía, no son tan susceptibles de electrificar, y requerirán hidrógeno y gas natural para respaldar sus consumos, esto conllevará a ver el efecto inverso donde hacia 2050 pueden representar más de tres cuartas partes de la energía requerida por el país.

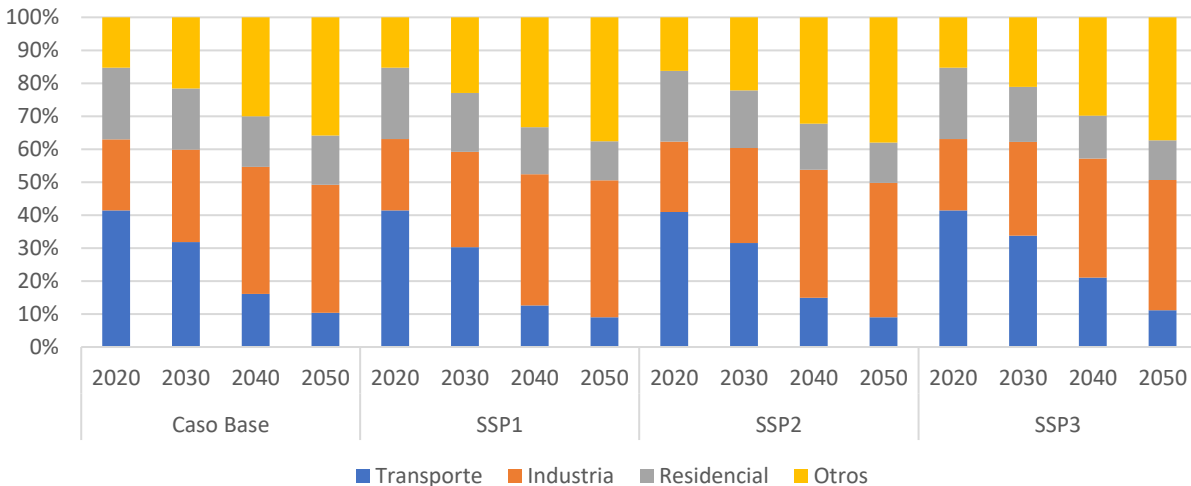


Figura 29. Participación sectorial en el consumo energético por escenario.

5.9. Hidrógeno

La producción de hidrógeno en el país debe ser prioritaria para la descarbonización de muchos usos finales donde la electrificación es compleja, esto esencialmente en los procesos de calor directo en la industria y el transporte de grandes vehículos (buses y tractocamiones). Como lo ilustra la Figura 29, la producción de hidrógeno es progresiva, con volúmenes cercanos a las 400 kton hacia 2030, y alcanzando valores entre 1700 y 4600 kton en 2050. Estos valores están dentro de la escala de magnitud planteada por la hoja de ruta del hidrógeno que establece una producción de hidrógeno de 1850 kton en 2050 (Ministerio de Minas y Energía et al., 2021).

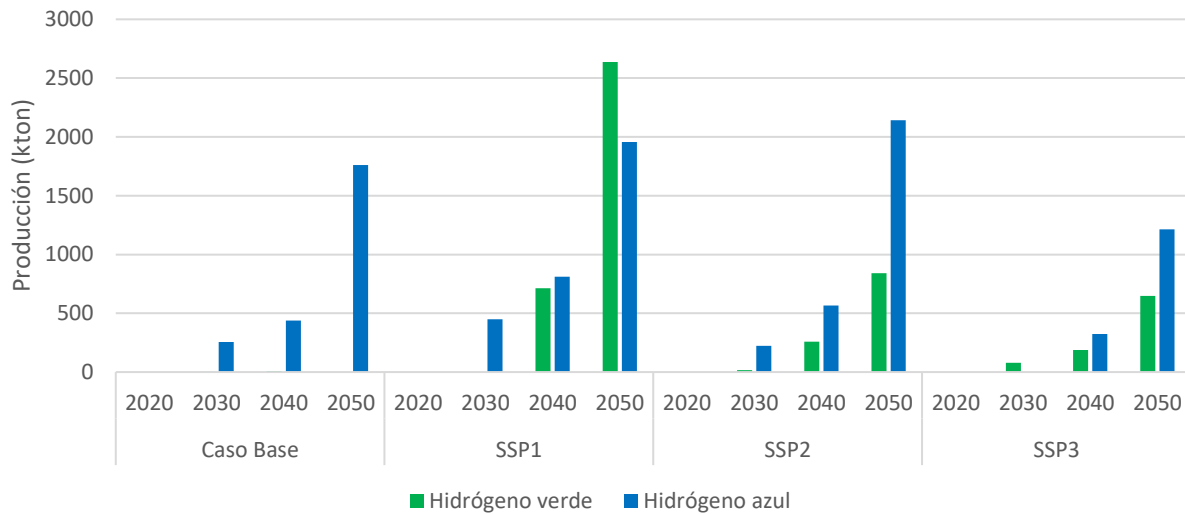


Figura 30. *Producción de hidrógeno por escenario.*

A excepción del caso base, la producción de hidrógeno está constituida por hidrógeno azul y verde, siendo el azul de mayor producción en los escenarios de menor objetivo de reducción de emisiones, en una relación 2:1 aproximadamente. En el escenario SSP1, el hidrógeno verde obtiene la mayor participación con 57% de la producción en 2050. Este fenómeno puede deberse al mayor costo de inversión de los electrolizadores en relación con las plantas de reformado con CCS, y cuya paridad podría llegar hasta el 2030, y adicionalmente la diferencia en vida operacional de los equipos, que en producción de hidrógeno azul es de 20 años, contra 8 años de los electrolizadores para producción de hidrógeno verde.

5.10. Importaciones

La autosuficiencia energética es fundamental para cualquier proceso de transición, y en Colombia reviste una importancia aún mayor debido a los recursos fiscales que aporta la extracción de petróleo a las finanzas públicas. En 2020, el país solo importó cerca de 64 PJ en suministro de gasolina, pero en cualquier escenario, el nivel de importaciones podría crecer hacia el 2050. Esto está en línea con el plan de abastecimiento de combustibles líquidos que estima la necesidad de

importar combustibles líquidos (diferentes a la gasolina) desde 2022, y una pérdida de suministro para las refinerías desde 2028 (UPME, 2021d). Para el caso del gas natural, el caso es similar, estimando la necesidad de nueva capacidad de regasificación en Buenaventura hacia 2024 (UPME, 2020b).

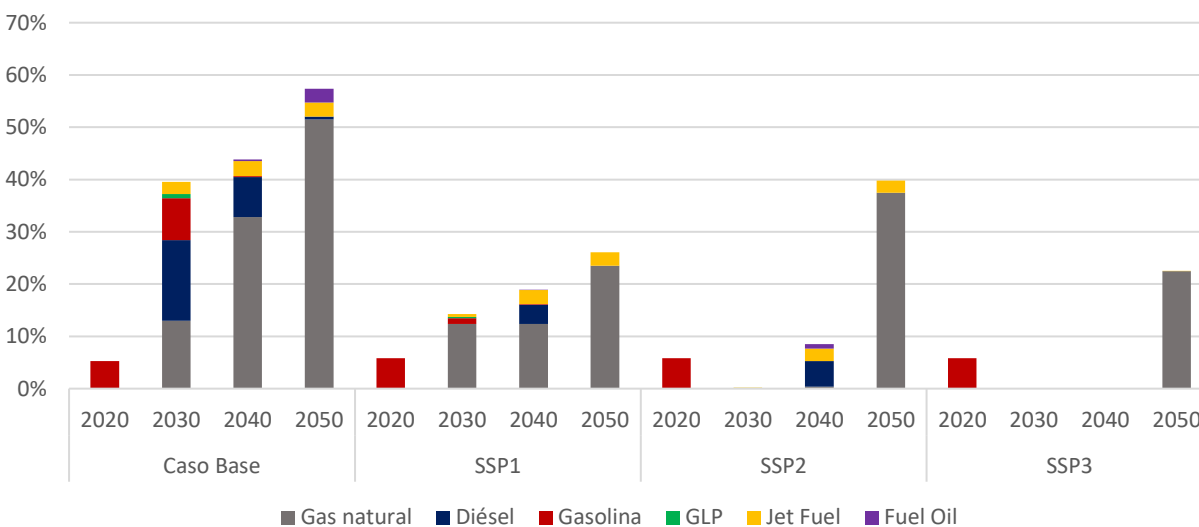


Figura 31. *Porcentaje de la canasta energética nacional en importaciones por escenario.*

De acuerdo con la Figura 30, el caso base es el más crítico ya que muestra que hacia 2050, el 57% de la necesidad energética sería suplida mediante importaciones. Para los demás escenarios, el nivel de importación está entre 23% y 40%. La mayor dependencia yace en el gas natural que es entre el 90% y 100% de las importaciones en todos los escenarios, mostrando la suprema necesidad de garantizar la incorporación de nuevas reservas en los próximos años, o de lo contrario se verá altamente comprometida la soberanía energética del país.

5.11. Biocombustibles

La electrificación del transporte y el uso de otros energéticos como el hidrógeno y el gas natural, desplazan el uso de la gasolina y el diésel, y correspondientemente el bioetanol y el biodiésel que hacen parte de la mezcla combustible. Esto es observable en la Figura 31, donde el

bioetanol ya no sería utilizado hacia 2040, mientras el biodiésel desaparece casi por completo en 2050. No obstante, si hay un trabajo de investigación y desarrollo exitoso en el futuro, el espacio de la demanda podría direccionarse al uso para barcos y aviones de forma que la industria de biocombustibles pueda mantenerse en el tiempo.

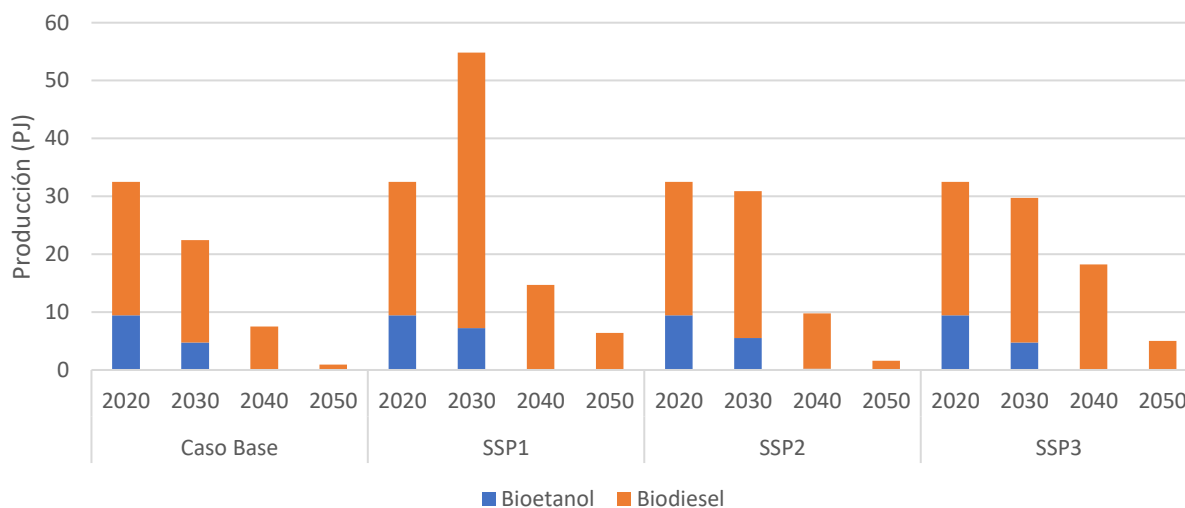


Figura 32. *Producción de biocombustibles por escenario.*

5.12. CCS

La tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ puede ser relevante para continuar aprovechando combustibles fósiles de una forma sostenible. La implementación de mayores precios al carbono incentiva el uso de esta tecnología, considerando que los precios de los combustibles sean competitivos, de ahí que el escenario SSP1 es el de mayor utilización de esta tecnología. Esencialmente, el uso de CCS en los resultados del modelo está concentrado en el proceso de reformado del gas natural para la producción de hidrógeno azul, y se registra un volumen de CO₂ almacenado entre 69 y 188 Mton en el periodo 2020-2050, como se ilustra en la Figura 32.

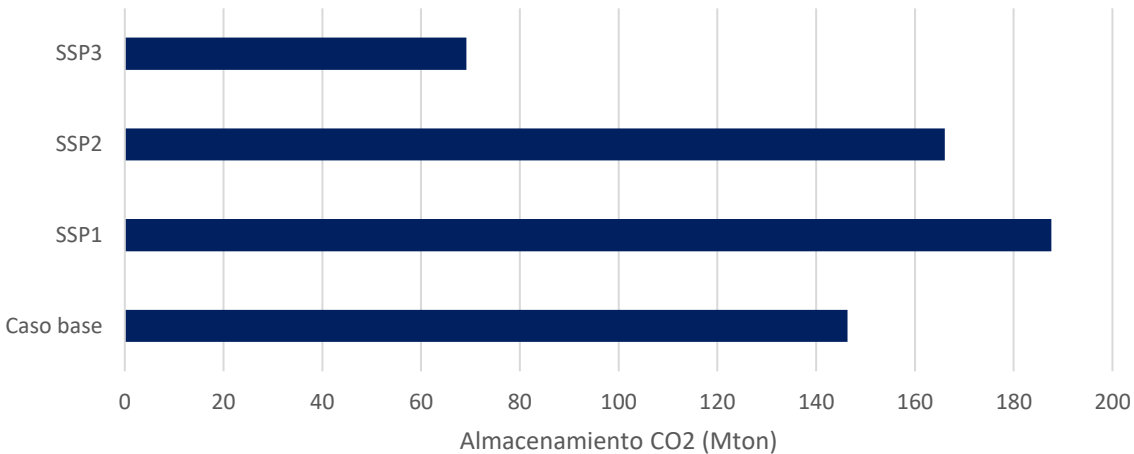


Figura 33. *Volumen de CO2 almacenado por escenario.*

En el ejercicio de modelado, no se consideró el uso de CCS en las tecnologías de demanda, donde, por ejemplo, el uso de carbón o gas natural en el sector industrial en instalaciones fijas puede ser susceptible de adaptarse con el fin de aprovechar estos recursos fósiles, pero sin emitir la totalidad de gases de efecto invernadero en el proceso.

5.13. ZNI

Los resultados del modelo sugieren que la cobertura de la demanda de las ZNI debería cubrirse con soluciones fotovoltaicas individuales (SFI) reemplazando toda la capacidad de plantas diésel. Esto representa una producción actual de 35,7 TJ de microrredes junto con 4151 TJ de SFI que lograrían la cobertura eléctrica del 100% en estas regiones del país. No obstante, esto difiere de la realidad técnica donde deben considerar factores como el número de viviendas cercanas y la disponibilidad de radiación solar en cada caso específico, como se registra en el plan indicativo de expansión de cobertura eléctrica (UPME, 2019e). De este modo, se requiere un mayor análisis con datos geográficos y poblacionales que puedan permitir determinar la optimalidad en este segmento.

5.14. Emisiones

De acuerdo con el objetivo de reducción de emisiones, el total de CO₂ emitido podría llegar a decrecer de 81,9 Mton en 2020, hasta entre 8,2 Mton en el escenario SSP1 y 57,3 Mton en el escenario SSP3. El sector de la oferta y extracción de fuentes primarias no es altamente contaminante, debido en gran parte a la mayor proporción de energías renovables que constituyen la matriz eléctrica del país. Sin embargo, en el lado de la demanda se registra más del 85% de las emisiones del sector energía. Como lo esquematiza la Figura 33, hay una evolución de los sectores transporte y residencial hacia la descarbonización, pasando de contribuir con el 60% de las emisiones hasta valores por debajo del 35%. Y en el sentido contrario, el sector industria y los demás sectores elevan su tasa de contribución de emisiones hacia 2050 en forma relativa.

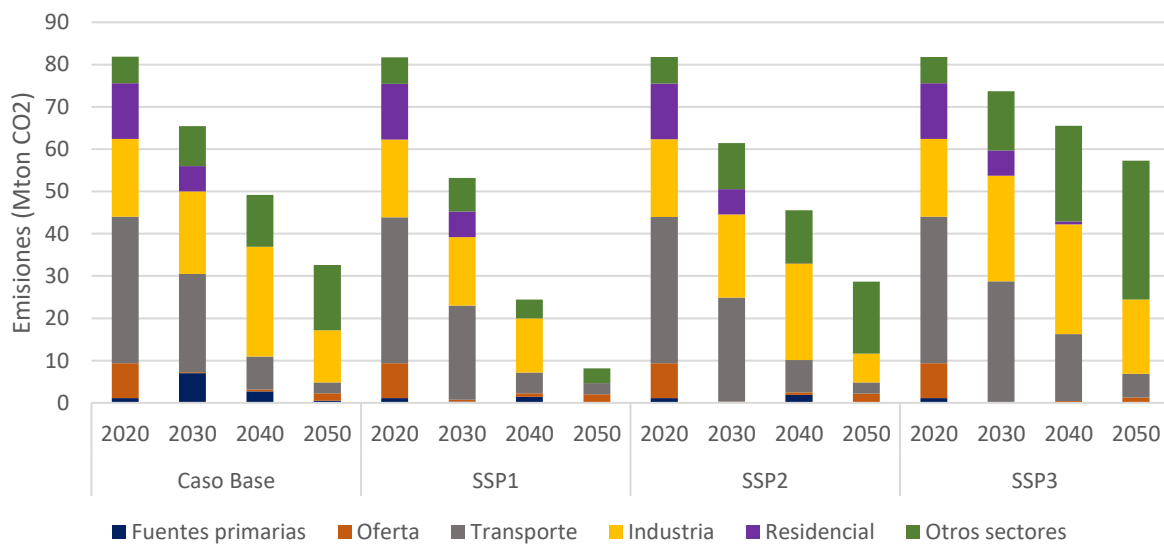


Figura 34. *Emisiones sectoriales por escenario*

La reducción de emisiones en cualquier escenario añadido a las mejoras de eficiencia energética tiene un impacto positivo en la intensidad de carbono del sector. En 2020, la intensidad se ubica en 66,7 tonCO₂/TJ, mientras que en el escenario SSP1 puede alcanzar 4,6 tonCO₂/TJ y en el escenario SSP3 puede ser de 39,9 tonCO₂/TJ. Estos datos muestran que Colombia podría

mejorar su intensidad de carbono por más de 40% aun cuando el objetivo de emisiones esté por debajo del 30% hacia 2050, siempre que exista un recambio tecnológico eficiente en las industrias de oferta y demanda.

5.15. Costos

La transformación del sistema energético nacional requerirá grandes inversiones en los próximos 30 años. El valor presente neto de los costos del sistema podría estar entre 395 MMUSD y 525 MMUSD, cifras que se encuentran dentro del orden de magnitud de las presentadas por el Plan Energético Nacional donde se registran valores entre 471 y 532 MMUSD (UPME, 2020c), los cuales no son estimados con un modelo de optimización.

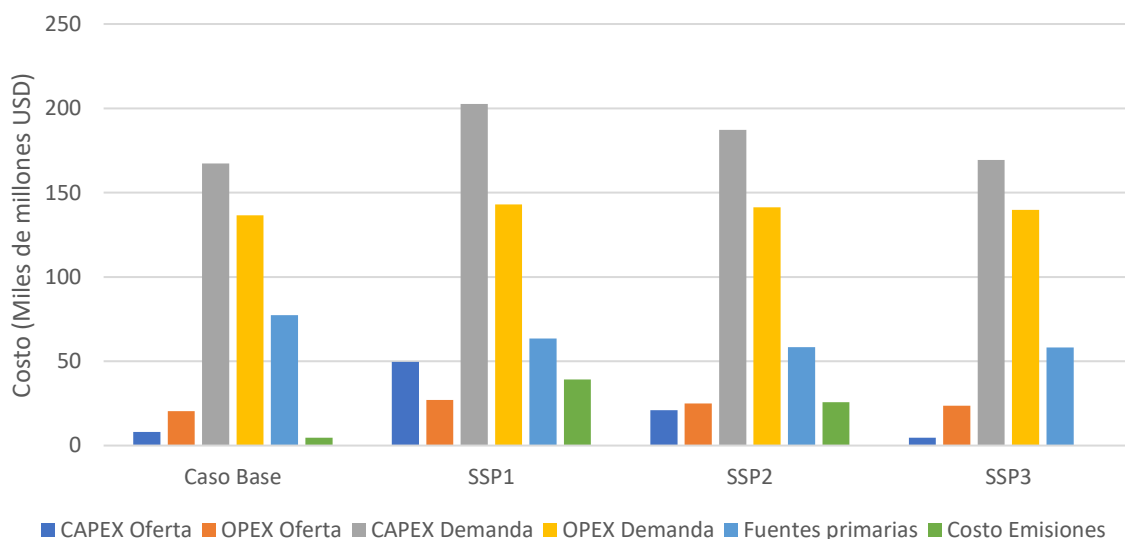


Figura 35. Valor presente neto de los costos totales por escenario

En términos de inversión, el costo está en el orden de los 14 MMUSD por año, lo cual representa cerca del 5% del producto interno del país en 2020. Alcanzar tales dimensiones de inversión representa un reto enorme para el país y los actores del sector energético, especialmente del lado de la demanda. Como lo ilustra la Figura 34, los mayores costos del sistema recaen en el CAPEX y OPEX del sector demanda que representan entre el 65% y 75% en todos los escenarios.

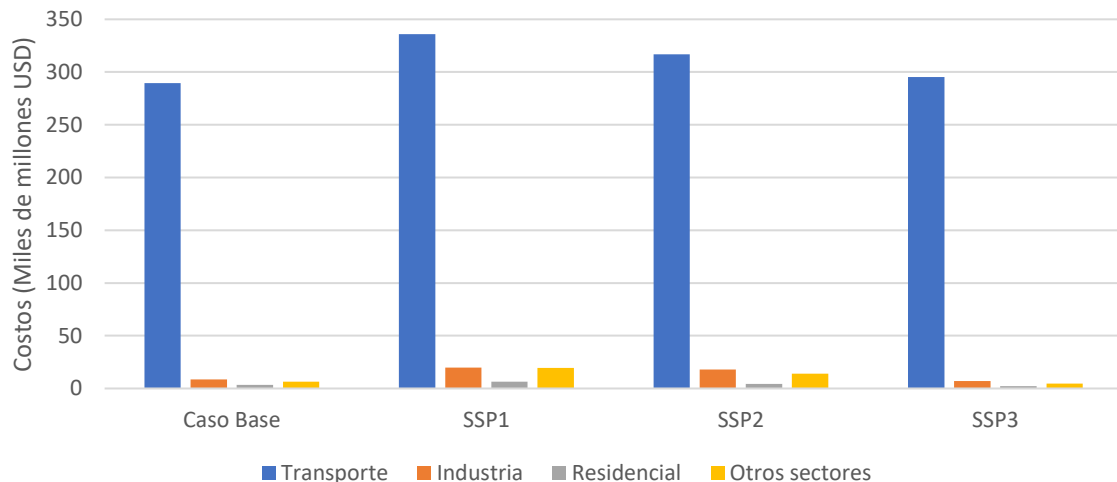


Figura 36. *Valor presente neto de los costos sectoriales por escenario*

Al discriminar los valores de los costos sectoriales de la demanda, la Figura 35 muestra que más del 85% de la carga financiera estaría representada en el sector transporte. Este alto costo recae en el recambio de la mayor parte de la flota vehicular al 2050, la cual debe pasar de los vehículos de combustión interna a vehículos eléctricos o de hidrógeno. Adicionalmente, este costo podría ser aún mayor si se considerarían los costos de despliegue de infraestructura de recarga de vehículos, servicios técnicos y compraventa que hoy por hoy son incipientes en el país.

6. Discusión

6.1. Hallazgos, Contribuciones y Recomendaciones de Política Pública

Los resultados derivados de este trabajo permiten inferir que es técnicamente factible alcanzar cualquier objetivo de descarbonización del sistema de energía nacional bajo distintos escenarios socioeconómicos, no obstante, cualquier trayectoria que quiera implementarse va a requerir la inyección de grandes cantidades de capital y condiciones de operación satisfactorias que permitan la viabilidad en el largo plazo. Alcanzar dichos niveles de inversión supone el mayor

reto del país en los próximos 30 años, por lo cual el diseño de políticas públicas eficaces a nivel macro y sectorial son fundamentales para materializar los propósitos de la transición energética.

Un primer paso en la formulación de las políticas energéticas debe transitar por los objetivos generales que deberían perseguir dichos lineamientos normativos, para luego pasar a evaluar los mecanismos más adecuados para el logro de tales objetivos. De este trabajo se proponen cinco metas para el período 2020-2050 con hitos decenales para mejorar el control y seguimiento, partiendo de las cifras encontradas en la evaluación de escenarios del proyecto e ilustradas en la Tabla 22.

Tabla 22.

Objetivos propuestos para la formulación de política pública

Sector	Objetivo	Metas		
		2021-2030	2031-2040	2041-2050
Eléctrico	Porcentaje de energías renovables	90%	95%	100%
Fuentes primarias	Adición de reservas de petróleo y gas	Petróleo: 2724 Mb Gas natural: 4,4 tpc	Petróleo: 1634 Mb Gas natural: 2,7 tpc	Petróleo: 1090 Mb Gas natural: 1,8 tpc
Transporte	Porcentaje de vehículos eléctricos	10%	30%	60%
Residencial	Porcentaje del uso de electricidad	50%	70%	100%
Industrial	Porcentaje del uso de hidrógeno	5%	15%	40%
Transversal	Programa nacional de entrenamiento en temas de transición energética	25000 capacitados	50000 capacitados	100000 capacitados

Inicialmente, un objetivo que ya se ha trabajado en los últimos cuatro años y continuará siendo parte de la agenda nacional, es la descarbonización de la matriz eléctrica con el propósito

de brindar una electrificación limpia de los usos finales. En todos los escenarios analizados, este propósito es alcanzado en la primera década 2020-2030 aprovechando los recursos eólicos y solares que tiene el país. A pesar de esta factibilidad técnica, condiciones externas como los contratos de largo plazo, el fenómeno de la niña y la variabilidad propia de las FNCER van a requerir que se cuenten con alternativas de energía en firme durante los próximos años, y el objetivo del país debe ser alcanzar una matriz eléctrica 100% renovable en 2040 apalancando el desarrollo de proyectos geotérmicos y sistemas de baterías que brinden la confiabilidad tras el cierre de las térmicas a gas natural y carbón.

En segundo lugar, es necesario continuar con la exploración petrolera porque aún con niveles considerables de descarbonización del sistema de energía, se seguirán requiriendo volúmenes de gas natural y derivados del petróleo. Se estima que el país debería multiplicar por cuatro las reservas de hidrocarburos con el fin de tener una relativa autosuficiencia en las siguientes tres décadas. El tercer hecho relevante es que aún con la incorporación de estas importantes reservas de petróleo y gas, el país comenzaría a tener problemas de suministro hacia la década de 2040-2050, lo cual implica que Colombia debe preparar un plan a 25 años de reducción paulatina de la demanda de hidrocarburos. Un primer campo de acción de esta desescalada debe estar orientado al sector transporte donde se consume casi la totalidad de derivados del petróleo, y como lo mostraron los resultados del proyecto, la alta ineficiencia de los vehículos de combustión interna hace que la electrificación del transporte sea una prioridad. En este sentido, la política pública debería promover distintas acciones como las que se relacionan en la Tabla 23.

Tabla 23.

Acciones propuestas para la descarbonización del sector transporte

Acción	Justificación
Instalación de puntos de recarga eléctrica vehicular cada 100 km en vía nacional y un punto de recarga por cada 10000 habitantes en municipios	Para promover la compra de vehículos eléctricos se debe garantizar la infraestructura de recarga en el territorio nacional que conlleve a una plena autonomía para poder movilizarse en cualquier parte del país. El valor de 100 km se deriva del hecho que la mayoría de los autos eléctricos cuenta con autonomías mayores a este valor, por lo que es un valor conservador entre trayectos, y el valor de 10000 habitantes sale de un aproximado del número total de estaciones de combustible (La república, 2019) por cada habitante del país.
Prohibir la venta de vehículos nuevos de combustión interna en el segmento de transporte de pasajeros a partir de 2045	La eventual pérdida de autosuficiencia petrolera hacia la década de 2040-2050 debe suponer la necesidad de desestimular el consumo de derivados del petróleo en dicho período, pero con suficiente antelación para que todos los actores puedan diseñar e implementar planes de acción para estar preparados. Los vehículos de carga no se incluyen ya que aún están en evaluación las grandes baterías para este segmento de mercado.
Reglamentar la vida operacional de los vehículos en el país	La edad promedio de los vehículos en Colombia es de 17,2 años (Revista Motor, 2022), lo cual muestra un parque automotor viejo que conlleva a más emisiones, más accidentalidad y menos eficiencia. Esto es debido a la carencia de normativas que establezcan la edad máxima de un vehículo y procesos atractivos de compra de vehículos nuevos híbridos, eléctricos o de bajas emisiones.
Promover la creación de empresas manufactureras de vehículos eléctricos en el país	La producción nacional de vehículos permitiría que los costos al usuario final disminuyan al tiempo que se impulsa la economía generando nuevos puestos de trabajo.
Incentivar planes de digitalización del trabajo y servicios de transporte corporativo compartido	Gran parte de la movilidad proviene de la necesidad de asistir al trabajo. Lineamientos normativos que profundicen la digitalización del trabajo, el

	<p>teletrabajo, el trabajo remoto y demás figuras que reduzcan la demanda del servicio de transporte pueden contribuir a decrecer el consumo de combustibles líquidos. De igual forma, políticas que posibiliten la masificación de servicios de transporte colectivo al interior de las compañías también reduciría el consumo de hidrocarburos, toda vez que un bus de 20 pasajeros es más eficiente que 20 autos con un pasajero cada uno bajo la misma demanda de transporte.</p>
<p>Desarrollar convocatorias de proyectos de investigación y desarrollo a través del Ministerio de Ciencia y Tecnología y/o alianzas público-privadas enfocadas en transporte sostenible</p>	<p>La electrificación del transporte es altamente intensiva en materiales y pueden existir futuros cuellos de botella que encarezcan el acceso a vehículos eléctricos. En este caso, el país debe optar por desarrollar capacidades técnicas que permitan encontrar otras opciones de descarbonizar el transporte tales como la reconversión de vehículos, tecnologías emergentes de baterías, celdas de combustible, biocombustibles avanzados, entre otros.</p>

Por otro lado, el gas natural es el energético de transición sin lugar a duda, y esto hace que su consumo se incremente casi al doble en todos los escenarios, lo cual a su vez representa que las reservas tenderán a agotarse más rápidamente, Incluso en el escenario SSP3 donde se tiene el máximo potencial de reservas de gas con 23,7 tpc, es necesario una segunda planta de regasificación en 2049, de modo que en el largo plazo la importación de gas natural es una realidad. Así como sucede con los combustibles líquidos, el país debe apostar a un plan a 25 años que reduzca la dependencia del gas natural, lo cual comenzaría con la sustitución de térmicas a gas natural como se mencionó anteriormente, y que podría seguir con un plan nacional de electrificación de usos finales en el sector residencial.

La electrificación de todos los servicios de cocción y calentamiento de agua en el sector residencial se alcanza hacia 2050 en todos los escenarios, un hecho derivado de la mayor eficiencia de estufas y calentadores en este rubro. Un plan nacional que permita la sustitución secuencial de

los gasodomésticos que actualmente lideran el mercado puede incluir programas de subsidios a la compra, política de nuevas viviendas con instalación directa de estufas eléctricas, programas de reconversión tecnológica, campañas publicitarias de concientización, y alianzas público-privadas.

Para el caso del sector industrial, la diversidad de procesos requiere analizar las condiciones de forma separada y las alternativas de transición pueden ser muy diversas. Sin embargo, parte de los resultados obtenidos evidencian que el hidrógeno puede ser un jugador clave para descarbonizar los procesos de calor directo e indirecto. El objetivo de producción de hidrógeno a 2050 planteada por la hoja de ruta nacional podría ser hasta duplicado ante la necesidad de aportar a los procesos industriales del país, esto representa producir entre 3000 y 3600 kton/año. Un buen trabajo en esta línea ya ha sido emprendido desde el ministerio de minas y energía con la mencionada hoja de ruta del hidrógeno, la ley de transición energética 2099 de 2021 y el reciente decreto 1476 de 2022 que promueve mecanismos para el desarrollo de la industria del hidrógeno.

Por último, pero no menos importante, la transformación del sector energía debe permitir que la fuerza laboral pueda migrar paulatinamente hacia nuevas áreas que se irán abriendo como los proyectos de energía renovable, la industria del hidrógeno, la reconversión tecnológica a servicios eléctricos, y la industria automotriz de nuevas tecnologías, por mencionar algunas. Este proceso implica dos secciones, una primera que involucra al personal que actualmente labora en el sector minero-petrolero y que podría perder plazas de trabajo debido a la merma en las actividades del sector, y un segundo grupo que son aquellos estudiantes que hoy en día están en procesos de formación para este sector. Para los primeros se puede plantear un programa nacional de entrenamiento en temas de transición energética que permita capacitar a este grupo poblacional que podrían ser cerca de 400000 empleados directos, cubriendo cerca de la mitad. Y en el caso del

segundo grupo, las instituciones educativas en conjunto con el ministerio de educación nacional deben comenzar la transformación de los programas de ciencias mineras y petroleras hacia un enfoque general en ciencias energéticas que no solo cambie el contenido curricular sino también los nombres de los programas de formación. Ambos procesos deberían arrancar hacia 2025.

6.2. Limitaciones y Recomendaciones para Investigaciones Futuras

Como cualquier simplificación de la realidad, el modelo matemático y el enfoque metodológico del proyecto comprenden diferentes limitaciones que deberían ser tratadas en futuros trabajos. Inicialmente, es importante destacar que este trabajo es el primer paso en el desarrollo de un modelo de evaluación integrada para el país donde se incluyan los modelos económico, de agricultura, silvicultura y otros usos del suelo (AFOLU), agua y climático. De esta forma, una primera limitación es que el modelo no captura las interacciones del sistema de energía con la economía, el uso de la tierra, el agua y el clima, las cuales son muy importantes para la evolución de los sistemas energéticos.

La segunda mayor limitación del modelo es la disponibilidad de datos actualizados dado que Colombia no cuenta con repositorios de datos energéticos consolidados y gran parte de la información no se publica continuamente. Un futuro trabajo podría encaminarse a desarrollar un centro de datos del sector energía en Colombia a partir del trabajo mancomunado con entidades como la UPME, el Ministerios de Minas y Energía, el Ministerio de Transporte y el DANE. Este trabajo de bases de datos puede permitir mejorar la resolución temporal y geográfica del modelo, de manera que puedan llevarse a cabo análisis a nivel regional y en intervalos de tiempo más cortos refinando las conclusiones del estudio.

En esta misma línea de los datos, la cuantificación de la incertidumbre es un elemento relevante para ser incorporado en futuras investigaciones. Algunos parámetros como el caso de los

costos y demandas son considerados como valores conocidos, pero existe una alta incertidumbre en los valores futuros de estos datos, por lo que aplicar estrategias como programación estocástica u optimización robusta son alternativas para evaluar en próximos trabajos.

Otra oportunidad de mejora en el estudio es la representación de las tecnologías en el sector industrial y otros sectores, donde se llevó a cabo la simplificación por procesos de calor directo e indirecto. En este caso, se pueden proponer estudios sectoriales que por ejemplo determinen los equipos y balances energéticos en el sector de papel y cartón, de modo que la representación en el modelo se acerque mucho más a la realidad y se consideren todas las opciones tecnológicas posibles. Así mismo se pueden incluir otras opciones tecnológicas como la gasificación del carbón, CCS en los procesos industriales, power-to-x y biocombustibles de segunda y tercera generación, entre otros, que permiten el acople intersectorial y explorar estrategias adicionales de descarbonización. Estas mejoras en la representación de otros sectores también pueden abordar la inclusión de las cadenas de transporte y distribución de otros energéticos además de la electricidad, la disgregación por tipos de petróleo y refinerías y la cadena de valor de la biomasa.

En relación con el desarrollo matemático, las variables de decisión son consideradas continuas por su naturaleza, no obstante, para el caso de capacidades pueden existir retos logísticos y financieros en el dimensionamiento de equipos e instalaciones, por lo cual podría considerarse estudiar el efecto de restringir el dominio a variables discretas dependiendo de las condiciones de análisis. De igual forma, la formulación matemática del modelo podría incorporar el uso de subconjuntos para la representación de sectores y subsectores de forma que se simplifique ciertas secciones de la estructura matemática. Finalmente, el modelo no incluye un componente de almacenamiento de energía que permita representar adecuadamente el comportamiento de sistemas de baterías, hidroeléctricas reversibles, almacenamiento de combustibles u otras formas

de almacenamiento energético. Este componente es especialmente importante en el sistema eléctrico para resoluciones temporales pequeñas, y requiere un estudio adicional para incorporarlo en el modelo matemático, así como llevar a cabo la recolección de parámetros de entrada.

7. Conclusiones

El proyecto presentó el desarrollo de un modelo de optimización del sistema energético colombiano para la configuración de una canasta energética sostenible. El modelo propuesto combina los tres aspectos de la sostenibilidad buscando la reducción de emisiones de GEI, la seguridad energética garantizando la satisfacción de la demanda, y la asequibilidad de los servicios de uso final minimizando el valor presente neto del costo total del sistema. En conjunto con el análisis de escenarios, el modelo permitió evaluar la evolución de la canasta energética bajo diferentes contextos y objetivos de descarbonización, y formular recomendaciones de política energética para las próximas tres décadas.

La estructura actual del sistema energético nacional depende en cerca del 75% de los combustibles fósiles por lo cual existe un largo camino de oportunidades para la transición energética hacia soluciones bajas en carbono. El diseño del modelo conceptual o SER fue el primer paso para describir las opciones tecnológicas y sistémicas que podrían existir en el camino hacia la descarbonización estableciéndose 156 tecnologías y 55 energéticos dentro del proceso de modelado. A continuación, se llevó a cabo la formulación matemática del modelo cuya función objetivo es encontrar el mínimo valor presente neto del costo total sistema considerando restricciones de satisfacción de la demanda, nuevas capacidades instaladas, potencial anual de recursos renovables, reservas de combustibles fósiles, balances de capacidades, margen de reserva, objetivos de energía renovable, almacenamiento geológico de CO₂ y cantidad de emisiones. En tercer lugar, se consolidó una completa base de datos del sistema de energía colombiano que

apalanca la reproducibilidad de resultados, la transparencia del proceso de modelado y el desarrollo de futuros estudios en el área de investigación. Luego de llevar a cabo una validación de los resultados del modelo usando el año 2020 como referencia, se definieron el conjunto de escenarios utilizando el marco de trabajo de las trayectorias socioeconómicas compartidas (SSP) y se realizaron las corridas correspondientes para la obtención de resultados.

Dentro de los hallazgos más representativos se destaca el hecho que es técnicamente factible cumplir los objetivos de la NDC en materia energética, aunque eso representa grandes volúmenes financieros rondando los 480 mil millones de dólares para el período 2020-2050. Tres energéticos dominan la canasta energética sostenible del futuro: electricidad, hidrógeno y gas natural. La matriz eléctrica del país se convierte en 100% renovable hacia 2030 incorporando proyectos fotovoltaicos, eólicos onshore, sistemas de baterías y energía geotérmica, al tiempo que multiplica su capacidad entre 2 y 6 veces para 2050. El sector residencial alcanza el 100% de electrificación en la mayoría de los escenarios, mientras el sector transporte tiene una tendencia similar en todos los segmentos. Por otro lado, el hidrógeno azul y verde es fundamental para transformar los procesos de difícil descarbonización en el sector industrial mostrando la necesidad de desarrollar capacidades de producción de entre 1700 y 4600 kton/año para 2050.

A pesar de que la electrificación con energías renovables y el hidrógeno de bajas emisiones asumen el mayor protagonismo en la canasta energética, los combustibles fósiles mantienen una participación relevante en las próximas décadas, especialmente el gas natural, lo que implica la necesidad de mantener un ritmo constante de adición de reservas estimado en tres veces las reservas actuales, con el fin de mitigar el impacto de la dependencia en importaciones que puede derivar en hasta en un 57% de energía de actores externos. De esta forma, la transición energética en Colombia debe gravitar entre el impulso de la descarbonización de procesos y el desarrollo de

producción doméstica de hidrocarburos que conlleven a un paulatino intercambio de roles en las siguientes tres décadas en todos los sectores de consumo energético.

Alcanzar dicho balance de fuerzas requiere acciones urgentes de política pública que desplieguen las estrategias sectoriales para materializar los objetivos a 2050. Las recomendaciones propuestas en este trabajo incluyen la descarbonización completa del sector eléctrico nacional para viabilizar la electrificación limpia de procesos, el fortalecimiento de la exploración petrolera en el país como mecanismo de autosuficiencia hidrocarbúfera y uso del gas natural como energético de transición, un paquete de lineamientos normativos para alcanzar la transformación de al menos la mitad del parque automotor a soluciones de transporte de bajas emisiones, un plan nacional de electrificación de usos finales en el sector residencial, la consolidación de un plan más ambicioso del desarrollo del hidrógeno en el sector industrial, y la transformación de los programas de formación minero-petrolera a programas en ciencias de la energía así como un programa nacional de entrenamiento en transición energética para capacitar y garantizar una transición laboral responsable de fuerza de trabajo afectada por la sustitución de actividades en el sector energía.

El camino de la transición energética está rodeado de desafíos de toda índole, pero representa un compromiso global con todas las generaciones actuales y futuras, y por ello el país tiene la responsabilidad de contribuir de una forma organizada, razonable, informada y sistemática a la transformación económica, social y ambiental de nuestro sector energético en los próximos 28 años.

Referencias

- ACP. (2018). *Costos de operación del sector petrolero en Colombia en 2017*.
<https://acp.com.co/web2017/es/costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017>
- ANH. (2021). *Datos y estadísticas - Agencia Nacional de Hidrocarburos*.
<https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
- Arango-Aramburo, S., Veysey, J., Martínez-Jaramillo, J. E., Díez-Echavarría, L., Calderón, S. L., & Loboguerrero, A. M. (2020). Assessing the impacts of nationally appropriate mitigation actions through energy system simulation: a Colombian case. *Energy Efficiency*, 13(1), 17–32. <https://doi.org/10.1007/s12053-019-09826-7>
- Balyk, O., Andersen, K. S., Dockweiler, S., Gargiulo, M., Karlsson, K., Næraa, R., Petrović, S., Tattini, J., Termansen, L. B., & Venturini, G. (2019). TIMES-DK: Technology-rich multi-sectoral optimisation model of the Danish energy system. *Energy Strategy Reviews*, 23(December 2018), 13–22. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.11.003>
- Banco de la República. (2022a). *Población*. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/poblacion>
- Banco de la República. (2022b). *Producto Interno Bruto (PIB)*.
<https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/producto-interno-bruto-pib>
- Bartholdsen, H. K., Eidens, A., Löffler, K., Seehaus, F., Wejda, F., Burandt, T., Oei, P. Y., Kempfert, C., & von Hirschhausen, C. (2019). Pathways for Germany’s low-carbon energy transformation towards 2050. *Energies*, 14(15), 1–33. <https://doi.org/10.3390/en12152988>
- Bataille, C., Waisman, H., Briand, Y., Svensson, J., Vogt-Schilb, A., Jaramillo, M., Delgado, R., Arguello, R., Clarke, L., Wild, T., Lallana, F., Bravo, G., Nadal, G., le Treut, G., Godinez, G., Quiros-Tortos, J., Pereira, E., Howells, M., Buira, D., ... Imperio, M. (2020). Net-zero

- deep decarbonization pathways in Latin America: Challenges and opportunities. *Energy Strategy Reviews*, 30. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100510>
- BP. (2022). *Statistical Review of World Energy 2022*. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- Burandt, T., Xiong, B., Löffler, K., & Oei, P. (2019). Decarbonizing China 's energy system – Modeling the transformation of the electricity , transportation , heat , and industrial sectors. *Applied Energy*, 255(September), 113820. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113820>
- Calderón, S., Alvarez, A. C., Loboguerrero, A. M., Arango, S., Calvin, K., Kober, T., Daenzer, K., & Fisher-Vanden, K. (2014a). Achieving CO2 reductions in Colombia: Effects of carbon taxes and abatement targets. *Energy Economics*, 56, 575–586. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.010>
- Calderón, S., Alvarez, A. C., Loboguerrero, A. M., Arango, S., Calvin, K., Kober, T., Daenzer, K., & Fisher-Vanden, K. (2014b). Achieving CO2 reductions in Colombia: Effects of carbon taxes and abatement targets. *Energy Economics*, 56, 575–586. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.010>
- Cannone, C., & Allington, L. (2021). *Selected 'Starter Kit' energy system modelling data for Colombia*. <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-893706/v1>
- Carlson, L., Wu, Z., Olson, J., & Liu, L. (Emily). (2020). An Economic Cost Assessment on HALEU Fuels for Small Modular Reactors. *Science and Technology of Nuclear Installations*, 2020. <https://doi.org/10.1155/2020/8815715>

- Carvajal, P. E., & Li, F. G. N. (2019). Challenges for hydropower-based nationally determined contributions: a case study for Ecuador. *Climate Policy*, 19(8), 974–987. <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1617667>
- Chang, M., Thellufsen, J. Z., Zakeri, B., Pickering, B., Pfenninger, S., Lund, H., & Østergaard, P. A. (2021). Trends in tools and approaches for modelling the energy transition. *Applied Energy*, 290. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116731>
- Chiodi, A., Deane, P., Gargiulo, M., & Gallachóir, B. (2015). The role of bioenergy in Ireland's low carbon future – is it sustainable? *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 3(2), 196–216. <https://doi.org/10.13044/j.sdewes.2015.03.0016>
- DANE. (2020). *Proyecciones de viviendas y hogares*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares>
- Davis, S. J., Lewis, N. S., Shaner, M., Aggarwal, S., Arent, D., Azevedo, I. L., Benson, S. M., Bradley, T., Brouwer, J., Chiang, Y. M., Clack, C. T. M., Cohen, A., Doig, S., Edmonds, J., Fennell, P., Field, C. B., Hannegan, B., Hodge, B. M., Hoffert, M. I., ... Caldeira, K. (2018). Net-zero emissions energy systems. *Science*, 360(6396). <https://doi.org/10.1126/science.aas9793>
- de Moura, G. N. P., Legey, L. F. L., & Howells, M. (2018). A Brazilian perspective of power systems integration using OSeMOSYS SAMBA – South America Model Base – and the bargaining power of neighbouring countries: A cooperative games approach. *Energy Policy*, 115(March 2016), 470–485. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.045>
- de Vos, L., Dadkhah, A., & Dekelver, G. (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf

DeCarolís, J., Daly, H., Dodds, P., Keppo, I., Li, F., McDowall, W., Pye, S., Strachan, N., Trutnevyte, E., Usher, W., Winning, M., Yeh, S., & Zeyringer, M. (2017). Formalizing best practice for energy system optimization modelling. *Applied Energy*, *194*, 184–198. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.001>

DeCarolís, J. F., Jaramillo, P., Johnson, J. X., McCollum, D. L., Trutnevyte, E., Daniels, D. C., Akın-Olçum, G., Bergerson, J., Cho, S., Choi, J. H., Craig, M. T., de Queiroz, A. R., Eshraghi, H., Galik, C. S., Gutowski, T. G., Haapala, K. R., Hodge, B. M., Hoque, S., Jenkins, J. D., ... Zhou, Y. (2020). Leveraging Open-Source Tools for Collaborative Macro-energy System Modeling Efforts. *Joule*, *4*(12), 2523–2526. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.002>

DNP. (2018). *CONPES 3918 ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) EN COLOMBIA*.

CONPES 3943 Política para el mejoramiento de la calidad de aire, (2018). <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3943.pdf>

CONPES 4075 Política de transición energética, (2022). <https://www.minagricultura.gov.co/Normatividad/Conpes/CONPES%204075%20DE%202022.pdf>

Dodds, P. E., Keppo, I., & Strachan, N. (2015). Characterising the Evolution of Energy System Models Using Model Archaeology. *Environmental Modeling and Assessment*, *20*(2), 83–102. <https://doi.org/10.1007/s10666-014-9417-3>

EIA. (2020). *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*. www.eia.gov

- Element Energy and Jacobs. (2018). *Industrial fuel switching market engagement study*.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/824592/industrial-fuel-switching.pdf
- Energía Estratégica. (2019). *El listado de los adjudicatarios de la subasta de renovables en Colombia: Trina Solar, AES, Celsia y EDPR fueron los ganadores - Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/el-listado-de-los-adjudicatarios-de-la-subasta-de-renovables-en-colombia-trina-solar-aes-celsia-y-edpr-fueron-los-ganadores/>
- Energía, M. de M. y. (2021). *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*.
- Fishbonet, L. G., & Abilocks, H. (1981). MARKAL, A LINEAR-PROGRAMMING MODEL FOR ENERGY SYSTEMS ANALYSIS: TECHNICAL DESCRIPTION OF THE BNL VERSION. *International Journal of Energy Research*, 5, 353–375.
<https://doi.org/doi.org/10.1002/er.4440050406>
- GNU project. (2012). *GLPK (GNU Linear Programming Kit)*.
<https://www.gnu.org/software/glpk/>
- Gobierno de Colombia. (2020). *ACTUALIZACIÓN NDC COLOMBIA-2020 Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)*.
[https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Colombia First/NDC actualizada de Colombia.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Colombia%20First/NDC%20actualizada%20de%20Colombia.pdf)
- Godínez-Zamora, G., Victor-Gallardo, L., Angulo-Paniagua, J., Ramos, E., Howells, M., Usher, W., de León, F., Meza, A., & Quirós-Tortós, J. (2020). Decarbonising the transport and energy sectors: Technical feasibility and socioeconomic impacts in Costa Rica. *Energy Strategy Reviews*, 32. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100573>

- Gonzalez-Salazar, M. A., Venturini, M., Poganietz, W. R., Finkenrath, M., Kirsten, T., Acevedo, H., & Spina, P. R. (2016). A general modeling framework to evaluate energy, economy, land-use and GHG emissions nexus for bioenergy exploitation. *Applied Energy*, 178, 223–249. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.039>
- Hawker, G. S., & Bell, K. R. W. (2020). Making energy system models useful: Good practice in the modelling of multiple vectors. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 9(1), 1–15. <https://doi.org/10.1002/wene.363>
- Hillier, F., & Lieberman, G. (2010). *INTRODUCCIÓN A LA INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES* (9na ed.). McGrawHill.
- Hirt, L. F., Schell, G., Sahakian, M., & Trutnevyte, E. (2020). A review of linking models and socio-technical transitions theories for energy and climate solutions. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 35, 162–179. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2020.03.002>
- Horschig, T., & Thrän, D. (2017). Are decisions well supported for the energy transition? A review on modeling approaches for renewable energy policy evaluation. *Energy, Sustainability and Society*, 7(1). <https://doi.org/10.1186/s13705-017-0107-2>
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., Decarolis, J., Bazillian, M., & Roehrl, A. (2011). OSeMOSYS : The Open Source Energy Modeling System An introduction to its ethos , structure and development. *Energy Policy*, 39(10), 5850–5870. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
- IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. (2021). *Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)*.
- IEA. (2021a). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*. www.iea.org/t&c/

IEA. (2021b). *World Energy Outlook 2021*. www.iea.org/weo

IEA-ETSAP. (2013). *Energy Technology Data Source*. <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data>

INERCO. (2018). *VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS: PROYECTO WTE COLOMBIA*.

https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1339/5/Productos%201%2c2%20y%203_V2.pdf

IPCC. (2022). *IPCC Emission Factor Database*. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php>

IPSE - CNM. (2022). *Caracterización Energética de las ZNI*. <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

IRENA. (2020). *Global renewables outlook energy transformation 2050*.

IRENA. (2021). *WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 1.5° C PATHWAY*. www.irena.org

Iyer, G., & Edmonds, J. (2018). Interpreting energy scenarios. *Nature Energy*, 3(5), 357–358. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0145-9>

Joint Research Centre, & Institute for Energy and Transport. (2014). *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. <https://doi.org/10.2790/057687>

Jones, S. B., Zhu, Y., & Valkenburg, C. (2009). *Municipal Solid Waste (MSW) to Liquid Fuels Synthesis, Volume 2: A Techno-economic Evaluation of the Production of Mixed Alcohols*. <http://www.ntis.gov/ordering.htm>

Kato, E., & Kurosawa, A. (2021). Role of negative emissions technologies (NETs) and innovative technologies in transition of Japan's energy systems toward net-zero CO₂ emissions. *Sustainability Science*, 16(2), 463–475. <https://doi.org/10.1007/s11625-021-00908-z>

- Kueppers, M., Perau, C., Franken, M., Heger, H. J., Huber, M., Metzger, M., & Niessen, S. (2020). Data-driven regionalization of decarbonized energy systems for reflecting their changing topologies in planning and optimization. *Energies*, *13*(15), 1–15. <https://doi.org/10.3390/en13164076>
- la república. (2019). *En el país hay 5.500 estaciones de servicio de combustible que generan recaudo de impuestos por más de \$7 billones*. <https://www.larepublica.co/economia/en-el-pais-hay-5-500-estaciones-de-servicio-de-combustible-que-generan-recaudo-de-impuestos-por-mas-de-7-billones-2875822>
- La República. (2021). *Ganadores de subasta de las energías renovables adquirieron obligación de 796,3 MW*. <https://www.larepublica.co/economia/ganadores-de-subasta-de-energia-renovables-adquirieron-obligacion-de-800-mw-3253267>
- Lap, T., Benders, R., Köberle, A., van der Hilst, F., Nogueira, L., Szklo, A., Schaeffer, R., & Faaij, A. (2019). Pathways for a Brazilian biobased economy: towards optimal utilization of biomass. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, *13*(3), 673–689. <https://doi.org/10.1002/bbb.1978>
- Limpens, G., Jeanmart, H., & Maréchal, F. (2020). Belgian energy transition: What are the options? *Energies*, *13*(1), 1–29. <https://doi.org/10.3390/en13010261>
- Limpens, G., Moret, S., Jeanmart, H., & Maréchal, F. (2019). EnergyScope TD: A novel open-source model for regional energy systems. *Applied Energy*, *255*(September), 113729. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113729>
- Löffler, K., Hainsch, K., Burandt, T., Oei, P. Y., Kemfert, C., & von Hirschhausen, C. (2017). Designing a model for the global energy system-GENeSYS-MOD: An application of the

- Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS). *Energies*, 10(10).
<https://doi.org/10.3390/en10101468>
- Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 96, Issue July, pp. 156–166). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>
- Machado, P. G., Mouette, D., Villanueva, L. D., Esparta, A. R., Mendes Leite, B., & Moutinho dos Santos, E. (2019). Energy systems modeling: Trends in research publication. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 8(4), 1–15.
<https://doi.org/10.1002/wene.333>
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Misión de Transformación Energética*.
<https://img.lalr.co/cms/2021/09/15222101/Cartilla-Transformaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Minería de Carbón en Colombia. Transformando el futuro de la industria*.
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24311177/documento+carbon%284%29.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía, Banco Interamericano de Desarrollo, & UK Government. (2021). *Hoja del Ruta del Hidrogeno en Colombia*.
- Ministerio de Transporte. (2021). *Transporte en Cifras*.
<https://www.mintransporte.gov.co/publicaciones/9443/transporte-en-cifras/>
- Morrison, R. (2018). Energy system modeling: Public transparency, scientific reproducibility, and open development. *Energy Strategy Reviews*, 20, 49–63.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.010>

- Mougouei, F. R., & Mortazavi, M. S. (2017). Effective approaches to energy planning and classification of energy systems models. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 7(2), 127–131.
- Oberle, S., & Elsland, R. (2019). Are open access models able to assess today's energy scenarios? *Energy Strategy Reviews*, 26(April), 100396. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100396>
- Pfenninger, S., Hawkes, A., & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
- Pfenninger, S., Hirth, L., Schlecht, I., Schmid, E., Wiese, F., Brown, T., Davis, C., Gidden, M., Heinrichs, H., Heuberger, C., Hilpert, S., Krien, U., Matke, C., Nebel, A., Morrison, R., Müller, B., Pleßmann, G., Reeg, M., Richstein, J. C., ... Wingenbach, C. (2018). Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned. *Energy Strategy Reviews*, 19, 63–71. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.002>
- Plazas-Niño, F. A., Ortiz-Pimiento, N. R., & Montes-Páez, E. G. (2022). National energy system optimization modelling for decarbonization pathways analysis: A systematic literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112406. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112406>
- Portafolio. (2006). *El costo del Metro de Medellín resultó casi equivalente a lo que valdrá la Ruta del Sol*. <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/costo-metro-medellin-resulto-equivalente-valdra-ruta-sol-432638>
- Portafolio. (2017). *Colombia explora sus reservas de uranio*. <https://www.portafolio.co/negocios/colombia-explora-sus-reservas-de-uranio-503210>

- Portafolio. (2020a). *Colombianos cambian de televisor cada cinco años*.
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/colombianos-cambian-televisor-cinco-anos-91766>
- Portafolio. (2020b). *Con 48 térmicas se reforzará la matriz de generación eléctrica | Economía | Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/con-48-termicas-se-reforzara-la-matriz-de-generacion-electrica-541424>
- Portafolio. (2021). *Canadian Solar gana subasta de almacenamiento de Energía con baterías*.
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/canadian-solar-gana-subasta-de-almacenamiento-de-energia-electrica-con-baterias-553632>
- Portafolio.co. (2021). *Con cuatro pilotos, el país genera energía geotérmica y biomasa*.
<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/con-cuatro-pilotos-el-pais-genera-energia-geotermica-y-biomasa-554531>
- Prina, M. G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., & Sparber, W. (2020). Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129, 109917. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>
- Pupo-Roncallo, O., Campillo, J., Ingham, D., Hughes, K., & Pourkashanian, M. (2019). Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system. *Energy*, 186, 115805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.135>
- Ramsden, T., Steward, D., & Zuboy, J. (2009). *Analyzing the Levelized Cost of Centralized and Distributed Hydrogen Production Using the H2A Production Model, Version 2*.
<http://www.osti.gov/bridge>
- Renewables Consulting Group. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*. <https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica->

offshore/src/document/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf

Revista Motor. (2022). *Parque automotor en Colombia es cada vez más viejo: Andemos*.
<https://www.motor.com.co/industria/Parque-automotor-en-Colombia-es-cada-vez-mas-viejo-Andemos-20220126-0004.html>

Safonov, G., Potashnikov, V., Lugovoy, O., Safonov, M., Dorina, A., & Bolotov, A. (2020). The low carbon development options for Russia. *Climatic Change*, 162(4), 1929–1945.
<https://doi.org/10.1007/s10584-020-02780-9>

Sarmiento, L., Burandt, T., Löffler, K., & Oei, P. Y. (2019). Analyzing scenarios for the integration of renewable energy sources in the Mexican energy system—an application of the Global Energy System Model (GENeSys-MOD). *Energies*, 12(17).
<https://doi.org/10.3390/en12173270>

Savvidis, G., Siala, K., Weissbart, C., Schmidt, L., Borggreffe, F., Kumar, S., Pittel, K., Madlener, R., & Hufendiek, K. (2019). The gap between energy policy challenges and model capabilities. *Energy Policy*, 125(December 2018), 503–520.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.033>

SIEL. (2022). *Seguimiento a proyectos de Generación en desarrollo*.
<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/SeguimientoaproyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/112/Default.aspx?PageContentID=1229>

SIMCO. (2022). *Información estadística minera*. <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/paginas/informacion-estadistica-minera.aspx>

SPEC LNG. (n.d.). *SPEC LNG Información Operacional*. Retrieved May 15, 2022, from <http://www.speclng.com/Paginas/Especiales/ESP/FSRU-Hoegh-Grace.aspx>

Spittler, N., Gladkykh, G., Diemer, A., & Davidsdottir, B. (2019). Understanding the current energy paradigm and energy system models for more sustainable energy system development.

Energies, 12(8). <https://doi.org/10.3390/en12081584>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2021). *INFORME NACIONAL DE DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS SÓLIDOS 2020*.

https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2022/Ene/informe_df_2020.pdf

Tovar-Facio, J., Martín, M., & Ponce-Ortega, J. M. (2021). Sustainable energy transition: modeling and optimization. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 31.

<https://doi.org/10.1016/j.coche.2020.100661>

Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Zucker, A. (2018). *Cost development of low carbon energy technologies*. <http://data.europa.eu/89h/jrc-etri-10003>

United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Paris Agreement*.

Universidad Nacional de Colombia & Unidad de Planeación Minero-Energética. (2018). *Observatorio Colombiano de Energía Aproximación a las condiciones para su conformación*.

UPME. (2019a). *BEU Sector Industrial*.

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Industria.pdf

UPME. (2019b). *BEU Sector Residencial y Terciario*.

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Residencial.pdf

UPME. (2019c). *BEU Sector Transporte.*

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Transporte.pdf

UPME. (2019d). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo (GLP).*

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP.pdf

UPME. (2019e). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2019-2023. In

UPME, Colombia. http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf

UPME. (2020a). *Balance Energético Colombia BECO 2021.*

UPME. (2020b). *ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS*

NATURAL. https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

UPME. (2020c). *Plan Energético Nacional 2020-2050.*

https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

Resolución 000101 de 2020, (2020). https://www1.upme.gov.co/Normatividad/101_2020.pdf

UPME. (2021a). *Autogeneracion y Generacion Distribuida 2021 .*

<https://public.tableau.com/app/profile/upme/viz/AutogeneracionyGeneracionDistribuida2021/Historia1>

UPME. (2021b). *Balance Energético Colombiano 2020.*

UPME. (2021c). *EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DEL ENTORNO NACIONAL E*

INTERNACIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES CRÍTICAS QUE IMPACTAN SU DESARROLLO.

UPME. (2021d). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos.*

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Indicativo_Abastecimiento_Combustibles_Liquidos.pdf

UPME. (2021e). *Planes de abastecimiento.*

<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>

Valora Analitik. (2021). *Subasta de renovables: Conozca las empresas y proyectos adjudicados.*

<https://www.valoraanalitik.com/2021/10/28/subasta-renovables-empresas-proyectos-adjudicados/#:~:text=La%20adjudicaci%C3%B3n%20inicial%20en%20la,de%20%24155%2C81%2FkWh.>

Venturini, G., Karlsson, K., & Münster, M. (2019). Impact and effectiveness of transport policy measures for a renewable-based energy system. *Energy Policy*, 133(October 2018), 110900.

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110900>

Vito, & Universidad de los Andes. (2020). *Propuesta de actualización y consolidación de escenarios de emisiones de GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados en Colombia.*

<https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/cambio-climatico-Informe-sobre-el-desarrollo-y-los-supuestos-para-la-realizacion-de-escenarios-de-referencia-ndc.pdf>

Watts, D., & Martinez, V. (2012). Long-run energy and emissions modeling in Chile: Scenario assessment using MESSAGE. *IEEE Latin America Transactions*, 10(2), 1525–1536.

<https://doi.org/10.1109/TLA.2012.6187596>

Weber, J., Heinrichs, H. U., Gillessen, B., Schumann, D., Hörsch, J., Brown, T., & Witthaut, D.

(2019). Counter-intuitive behaviour of energy system models under CO2 caps and prices. *Energy*, 170, 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.052>

XM. (2022). XM PARATEC.

<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

Yáñez, E., Ramírez, A., Núñez-López, V., Castillo, E., & Faaij, A. (2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>

Yangka, D., & Diesendorf, M. (2016). Modeling the benefits of electric cooking in Bhutan: A long term perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 494–503. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.265>

Younis, A., Benders, R., Delgado, R., Lap, T., Gonzalez-Salazar, M., Cadena, A., & Faaij, A. (2020). System analysis of the bio-based economy in Colombia: A bottom-up energy system model and scenario analysis. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 1–21. <https://doi.org/10.1002/bbb.2167>

Apéndices

Apéndice A. Sistema de energía de referencia del modelo.

El SER es dividido en cinco partes (oferta, demanda residencial, demanda transporte, demanda industria y demanda otros sectores) para poder visualizar adecuadamente las relaciones, dado que el sistema completo es demasiado extenso para ser colocado en un solo diagrama.

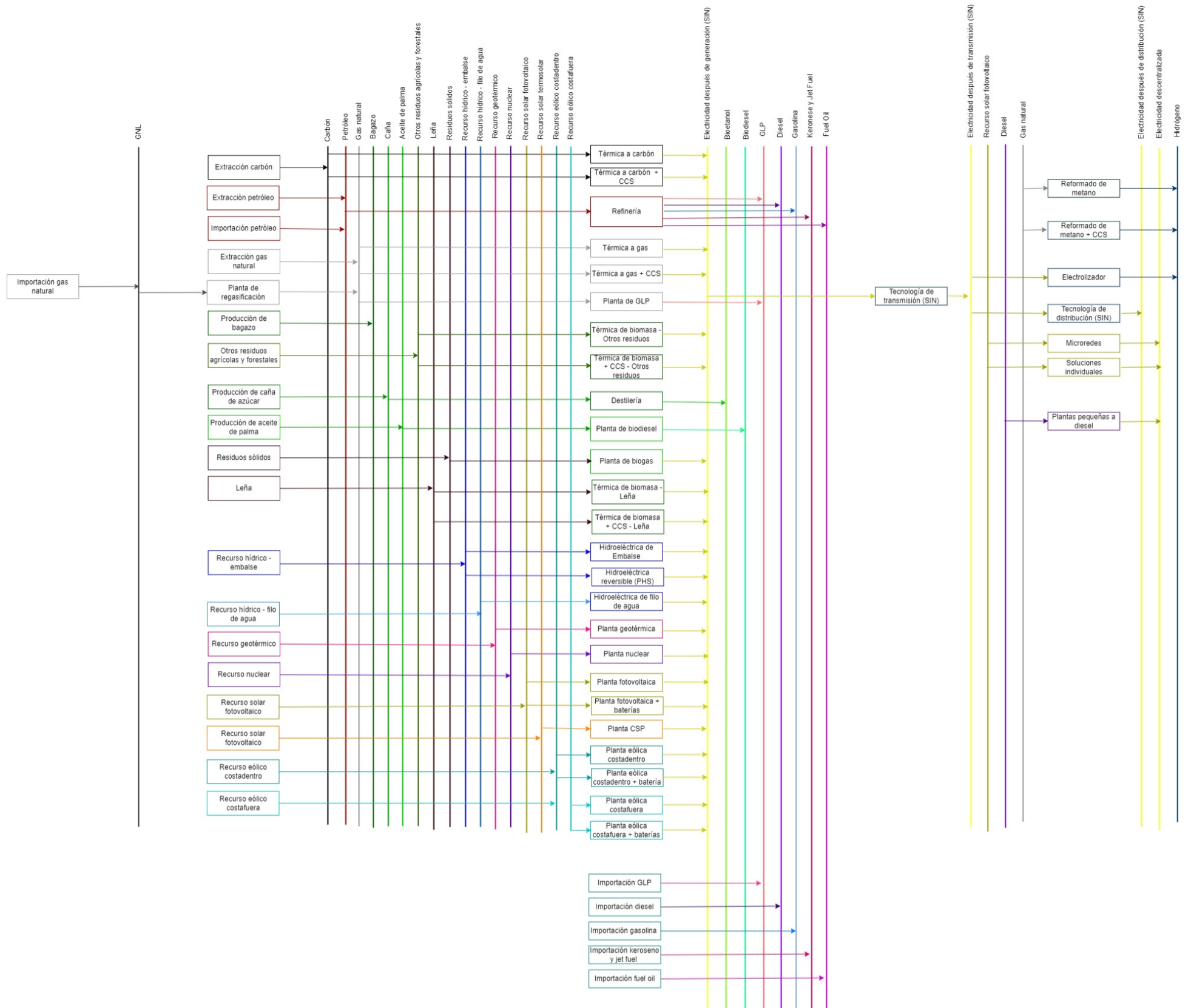


Figura A1. Sistema de energía de referencia para la oferta.

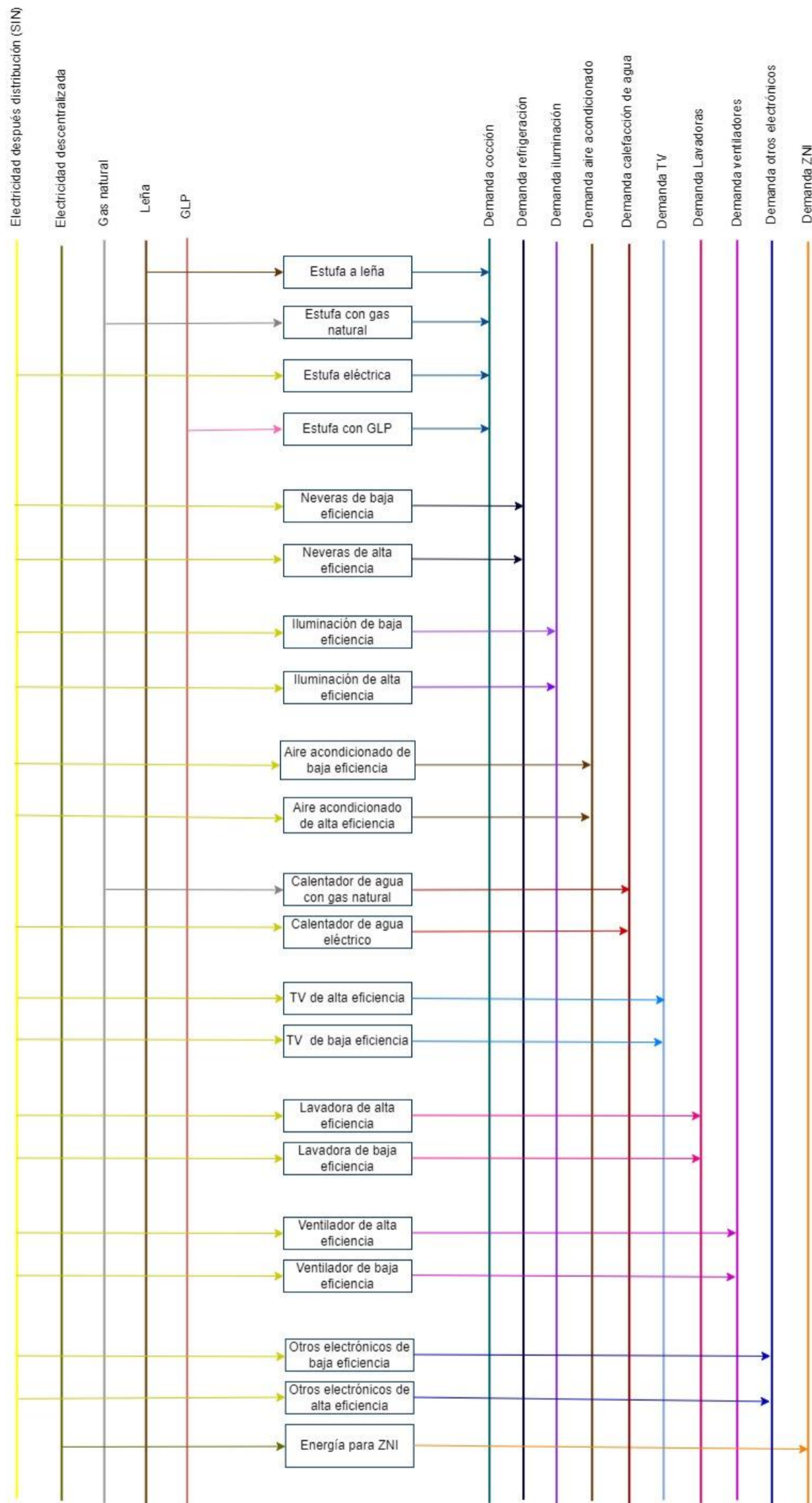


Figura A2. Sistema de energía de referencia para la demanda del sector residencial.

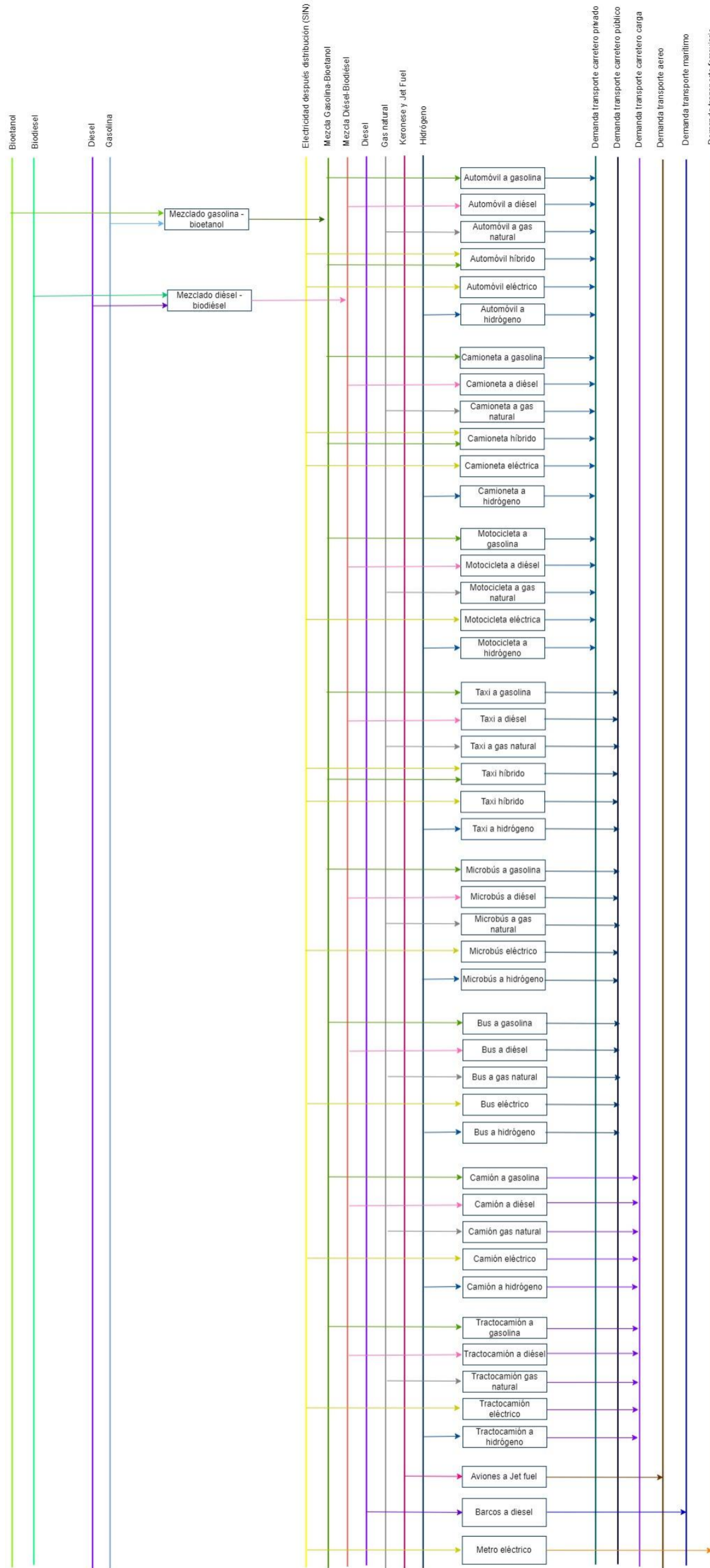


Figura A3. Sistema de energía de referencia para la demanda del sector transporte.

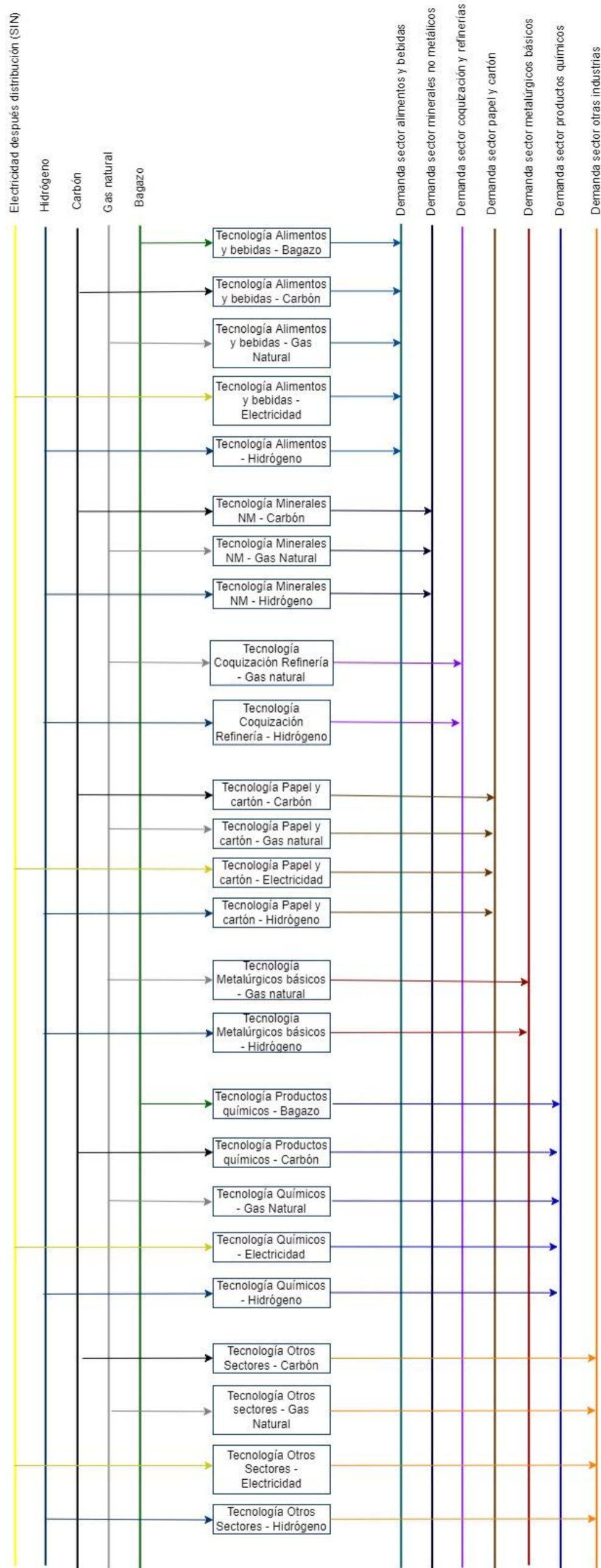


Figura A4. Sistema de energía de referencia para la demanda del sector industria.

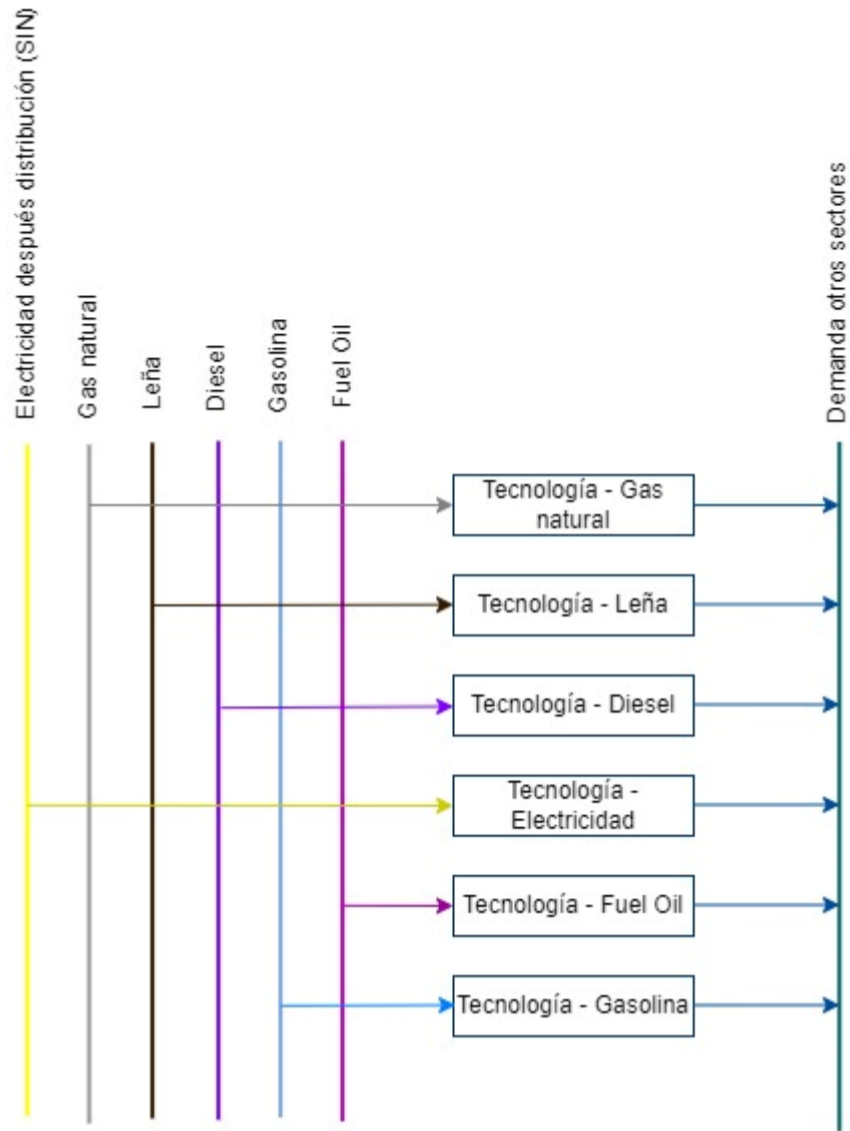


Figura A5. Sistema de energía de referencia para la demanda de otros sectores.

Apéndice B. Descripción de los energéticos y tecnologías representadas en el modelo

El set de energéticos incluye un total de 55 energéticos donde se contabilizan los energéticos primarios, energéticos secundarios y demandas de energía final como se registra en la tabla B1.

Tabla B1. Energéticos incluidos en el modelo

Categoría	Energético	Abreviatura
PRIMARIOS	Carbón	CAR
	Petróleo	PET
	Gas natural	GAS
	Gas natural licuado (GNL)	GIM
	Bagazo	BAG
	Caña de azúcar	CAN
	Aceite de palma	ACE
	Otros residuos agrícolas y forestales	RAF
	Leña	LEN
	Residuos sólidos	RES
	Recurso hídrico - embalse	HIE
	Recurso hídrico - filo de agua	HIF
	Recurso geotérmico	GEO
	Recurso nuclear	NUC
	Recurso solar fotovoltaico	SOF
	Recurso solar termosolar	SOT
	Recurso eólico onshore	EON
	Recurso eólico offshore	EOF
SECUNDARIOS	Electricidad después de generación (SIN)	EDG
	Electricidad después de transmisión (SIN)	EDT
	Electricidad después de distribución (SIN)	EDD
	Bioetanol	BET
	Biodiesel	BDI
	GLP	GLP
	Diesel	DIE
	Gasolina	GAL
	Keroseno y Jet Fuel	JET
	Fuel Oil	FOI
	Hidrógeno	HIG
	Mezcla gasolina - bioetanol	MGB
	Mezcla diésel - biodiesel	MDB
Demanda Industria	Demanda sector alimentos	DALIME

	Demanda sector minerales no metálicos	DMINER
	Demanda sector coquización y refinerías	DREFIN
	Demanda sector papel y cartón	DPAPEL
	Demanda sector metalúrgicos básicos	DMETAL
	Demanda sector productos químicos	DQUIMI
	Demanda sector otras industrias	DOTIND
Demanda Residencial	Demanda cocción	DCOCCI
	Demanda refrigeración (neveras)	DREFRI
	Demanda iluminación	DILUMI
	Demanda aire acondicionado	DAIREA
	Demanda calentadores de agua	DCALAG
	Demanda TV	DEMDTV
	Demanda lavadoras	DLAVAD
	Demanda ventiladores	DVENTI
	Demanda otros electrónicos	DOTELE
		Demanda transporte carretero privado
Demanda Transporte	Demanda transporte carretero público	DTCAPU
	Demanda transporte carretero carga	DTCACR
	Demanda transporte aéreo	DTAERE
	Demanda transporte marítimo	DTMARI
	Demanda transporte ferroviario	DTFERR
Otros	Demanda Otros sectores	DOTROS
	Demanda ZNI	DEMZNI

A continuación, se realiza una breve descripción de cada una de las entidades representadas dentro del set de 156 tecnologías incluidas en el modelo.

B.1. Fuentes de energía primaria

B.1.1. Extracción de carbón

Representa las minas de carbón que aportan volúmenes de carbón a nivel nacional para satisfacer la demanda interna de energía. Esta tecnología comprende carbón térmico únicamente, excluyendo el carbón metalúrgico que es mayormente exportado directamente o en forma de coque (UPME, 2021b). Las exportaciones no se incluyen en los volúmenes producidos.

B.1.2. Extracción de gas natural

Representa los yacimientos de gas natural que aportan volúmenes de gas natural a nivel nacional para satisfacer la demanda interna de energía. Aunque Colombia no realiza exportaciones de gas natural, el modelo no incluye volúmenes para exportación luego es solo consumo doméstico.

B.1.3. Extracción de petróleo

Representa los yacimientos de petróleo que aportan volúmenes de petróleo a nivel nacional para satisfacer la demanda interna de energía. Se asumen que todo el petróleo producido es un petróleo liviano considerando que el petróleo Brent es la actual referencia que se utiliza en las operaciones comerciales del país. Las exportaciones no se incluyen en los volúmenes producidos.

B.1.4. Producción de bagazo

Representa las fuentes de generación de bagazo, esencialmente, los ingenios azucareros.

B.1.5. Producción de caña de azúcar (para bioetanol)

Representa los cultivos dedicados de caña de azúcar para la producción de bioetanol.

B.1.6. Producción de aceite de palma (para biodiesel)

Representa los cultivos dedicados de palma de cera para la producción de biodiesel.

B.1.7. Producción de leña

Representa las fuentes de leña aprovechable para usos energéticos.

B.1.8. Producción de otros residuos agrícolas y forestales

Representa los posibles volúmenes de residuos de actividades agrícolas como son los derivados de cultivos de maíz, arroz, panela, caña de azúcar, y residuos madereros para quema e industria. Estos residuos son destinados para combustión y generación eléctrica solamente, no se considera aprovechamiento para biocombustibles de segunda generación o producción de biogás.

B.1.9. Producción de residuos sólidos

Representa los posibles volúmenes de residuos orgánicos dispuestos en rellenos sanitarios que pueden ser aprovechables para la producción de biogás con destino a generación eléctrica. No se considera el biogás para servicios residenciales o de transporte.

B.1.10. Recursos hídricos - embalse

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de hidroeléctricas tipo embalse.

B.1.11. Recursos hídricos – filo de agua

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de hidroeléctricas tipo filo de agua.

B.1.12. Recursos geotérmicos

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de plantas geotérmicas.

B.1.13. Recursos nucleares

Representa los volúmenes potenciales de uranio que podrían extraerse para la generación eléctrica mediante la instalación de reactores modulares pequeños. Esta tecnología incluye los procesos de minería, conversión, enriquecimiento y fabricación del combustible de uranio para el uso en reactor (Carlson et al., 2020).

B.1.14. Recursos solares (fotovoltaica)

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de tecnologías con paneles solares fotovoltaicos.

B.1.15. Recursos solares (termosolar)

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de centrales termosolares.

B.1.16. Recursos eólicos (onshore)

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de parques eólicos costa adentro.

B.1.17. Recursos eólicos (offshore)

Representa el potencial de generación eléctrica mediante la instalación de parques eólicos costa afuera.

B.2. Importaciones**B.2.1. Importación de petróleo**

Representa los volúmenes posibles de importación de petróleo crudo que pueden ser requeridos en el futuro ante el recorte en la producción nacional y la necesidad de alimentar las refinerías nacionales.

B.2.2. Importación de gas natural

Representa los volúmenes de importación de gas natural requeridos para cubrir la demanda nacional. Estos volúmenes corresponden a gas natural licuado (LNG) considerando que los países vecinos no tendrían capacidad de suministrar gas a través de gasoductos.

B.2.3. Importación de GLP

Representa los volúmenes de GLP importados para cubrir la demanda nacional.

B.2.4. Importación de diésel

Representa los volúmenes de diésel importados para cubrir la demanda nacional.

B.2.5. Importación de gasolina

Representa los volúmenes de gasolina importados para cubrir la demanda nacional.

B.2.6. Importación de keroseno y jet fuel

Representa los volúmenes de keroseno y jet fuel importados para cubrir la demanda nacional.

B.2.7. Importación de fuel oil

Representa los volúmenes de fuel oil importados para cubrir la demanda nacional.

B.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)

A continuación, se describen las tecnologías de referencia utilizadas para la caracterización de parámetros que pueden aportar electricidad en el sistema interconectado nacional (SIN).

B.3.1. Térmica a carbón

Representa el conjunto de termoeléctricas de turbinas a vapor ultra-supercrítico, la cual constituye la opción tecnológica de mayor adopción en los próximos años (Portafolio, 2020b). Si bien existen otros tipos de termoeléctricas a carbón, no existe disponibilidad de datos de las capacidades instaladas por tipo de planta, de forma que se realiza el supuesto de esta tecnología para toda la capacidad instalada actual y futura.

B.3.2. Térmica a carbón con CCS

Representa el conjunto de termoeléctricas de turbinas a vapor ultra-supercrítico con un acople de tecnología CCS (eficiencia del 90%) para la captura de emisiones de CO₂.

B.3.4. Térmica a gas natural

Representa el conjunto de termoeléctricas de ciclo combinado a gas natural. Aquí también se incluyen las capacidades de termoeléctricas de ciclo abierto.

B.3.5. Térmica a gas natural con CCS

Representa el conjunto de termoeléctricas de ciclo combinado a gas natural con un acople de tecnología CCS (eficiencia del 90%) para la captura de emisiones de CO₂.

B.3.6. Térmica a biomasa (leña)

Representa el conjunto de termoeléctricas a partir de biomasa (leña) con turbinas de vapor convencionales.

B.3.7. Térmica a biomasa (leña) + CCS

Representa el conjunto de termoeléctricas a partir de biomasa (leña) con turbinas de vapor convencionales con un acople de tecnología CCS (eficiencia del 90%) para la captura de emisiones de CO₂.

B.3.8. Térmica a biomasa (residuos)

Representa el conjunto de termoeléctricas a partir de biomasa (residuos agrícolas y/o forestales) con turbinas de vapor convencionales.

B.3.9. Térmica a biomasa (residuos) con CCS

Representa el conjunto de termoeléctricas a partir de biomasa (residuos agrícolas y/o forestales) con turbinas de vapor convencionales con un acople de tecnología CCS (eficiencia del 90%) para la captura de emisiones de CO₂.

B.3.10. Planta de biogás

Representa el conjunto de sistemas compuestos por un biodigestor que convierte residuos orgánicos en biogás y una planta termoeléctrica de ciclo combinado para la transformación del biogás a electricidad.

B.3.11. Hidroeléctrica de embalse

Representa el conjunto de hidroeléctricas de embalse, tecnología que incorpora un embalse que almacena el agua, la cual es liberada posteriormente para permitir que el caudal active una turbina y correspondientemente se lleve a cabo la generación eléctrica.

B.3.12. Hidroeléctrica de filo de agua

Representa el conjunto de hidroeléctricas de filo de agua, tecnología que no cuenta con embalse y solo aprovecha el caudal de un río para activar la turbina y generar la electricidad.

B.3.13. Planta geotérmica

Representa el conjunto de plantas geotérmicas de ciclo binario, las cuales pueden manejar vapor de agua y agua caliente para la generación eléctrica. Estas plantas son adecuadas para yacimientos geotérmicos de baja temperatura como los eventualmente explotables en el país.

B.3.14. Planta nuclear

Representa el conjunto de reactores nucleares modulares pequeños que tienen un funcionamiento similar a una planta nuclear convencional, pero con una capacidad pequeña. No se consideran proyectos nucleares de gran envergadura dentro del estudio ni importaciones de uranio para alimentar estos reactores.

B.3.15. Central fotovoltaica

Representa el conjunto de granjas solares con paneles fotovoltaicos para generación eléctrica.

B.3.16. Central fotovoltaica con baterías

Representa el conjunto de granjas solares con paneles fotovoltaicos para generación eléctrica con un acople de baterías ion litio con capacidad para almacenar el 19% del total instalado de la planta.

B.3.17. Planta termosolar con almacenamiento

Representa el conjunto de plantas termosolares de torre central con un sistema de almacenamiento térmico.

B.3.18. Parque eólico onshore

Representa el conjunto de parques eólicos en plataforma continental con aerogeneradores convencionales.

B.3.19. Parque eólico onshore con baterías

Representa el conjunto de parques eólicos en plataforma continental con aerogeneradores convencionales con un acople de baterías ion litio con capacidad para almacenar el 19% del total instalado de la planta.

B.3.20. Parque eólico offshore

Representa el conjunto de parques eólicos en plataforma marítima con aerogeneradores convencionales.

B.3.21. Parque eólico offshore con baterías

Representa el conjunto de parques eólicos en plataforma marítima con aerogeneradores convencionales con un acople de baterías ion litio con capacidad para almacenar el 19% del total instalado de la planta.

B.3.22. Hidroeléctrica reversible (PHS)

Representa el conjunto de hidroeléctricas reversibles que permite almacenamiento de energía a través de bombeo de agua a un embalse para uso posterior como una hidroeléctrica de embalse convencional.

B.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

B.4.1. Solución fotovoltaica individual (rooftop PV)

Representa la tecnología de paneles solares fotovoltaicos aplicado a soluciones individuales de autoconsumo para el sector residencial, comercial, público y de ZNI.

B.4.2. Microrredes

Representa las redes de baja tensión con corriente alterna que puede alimentar un conjunto de viviendas igual o mayor a 25 en un radio de un kilómetro para ZNI, impulsada por paneles fotovoltaicos. No son consideradas microrredes híbridas con utilización de diésel en esta tecnología.

B.4.3. Planta diésel pequeña

Representa el conjunto de plantas de diésel convencional para la generación de electricidad en ZNI.

B.5. Transmisión y distribución**B.5.1. Tecnología de transmisión**

Representa la infraestructura de transmisión del SIN para la conducción de energía eléctrica a nivel nacional. No se considera ningún otro sistema de transporte para los demás energéticos modelados, luego se asume que existe la disponibilidad para el aumento de capacidades en el transporte.

B.5.2. Tecnología de distribución

Representa la infraestructura de distribución del SIN para la conducción de energía eléctrica a nivel nacional. No se considera ningún otro sistema de distribución para los demás energéticos modelados, luego se asume que existe la disponibilidad para el aumento de capacidades en la distribución.

B.6. Otras tecnologías de conversión

B.6.1. Refinería

Representa la capacidad de transformación de petróleo en derivados agrupando las capacidades y características de las dos principales refinerías del país: Barrancabermeja y Cartagena. Las otras tres refinerías (Orito, Apiay e Hidrocasanare) no se tienen en cuenta dada su baja capacidad y calidad de los derivados producidos (UPME, 2021d).

B.6.2. Planta de GLP

Representa el conjunto de plantas de secado de gas natural en campo. Actualmente, Colombia cuenta con plantas en los campos Cusiana, Apiay, La Punta, Dina, Corcel, Capachos, Payoa, Rancho Hermoso, Toqui-Toqui y Floreña (UPME, 2019d).

B.6.3. Destilería

Representa el conjunto de destilerías estándar para la producción de bioetanol a partir de caña de azúcar. Actualmente, Colombia cuenta con siete plantas de este tipo en el país ubicadas en Cauca, Valle del Cauca y Risaralda (UPME, 2021d).

B.6.4. Planta de biodiésel

Representa el conjunto de plantas de biodiésel estándar para la producción de biodiésel a partir de aceite de palma. Actualmente, Colombia cuenta con once plantas de este tipo en el país ubicadas en la costa atlántica y el centro del país (UPME, 2021d).

B.6.5. Reformador de metano con vapor (SRM)

Representa el proceso de reformado de gas natural que permite la obtención de hidrógeno sin captura de CO₂ que es el otro subproducto obtenido.

B.6.6. Reformador de metano con vapor y CCS

Representa el proceso de reformado de gas natural que permite la obtención de hidrógeno, con un acople de tecnología CCS (eficiencia del 90%) para la captura de emisiones de CO₂.

B.6.7. Electrolizador

Representa el conjunto de electrolizadores de membranas de intercambio de protones para la producción de hidrógeno a partir agua y electricidad. No se incluyen las tecnologías alcalinas o de óxido sólido.

B.6.8. Planta de regasificación

Representa la capacidad de regasificación de gas natural licuado (GNL) que es la forma de importación de gas natural del país ya que no se consideran posibilidades de importación por gasoducto. Actualmente, se cuenta con la planta SPEC LNG de Cartagena de capacidad de regasificación de 400 Mpcd (SPEC LNG, n.d.).

B.6.9. Tecnologías de mezcla

Existen dos tecnologías adicionales que solamente tienen activos los parámetros de eficiencia para modelar la mezcla gasolina-bioetanol y diésel-biodiésel de forma que se cuente con los energéticos gasolina-M y diésel-M que son usados en el sector transporte. Los porcentajes de mezcla en el modelo varían de acuerdo al escenario considerado.

Estos porcentajes también cambian el factor de emisión de las tecnologías que utilizan estas mezclas de acuerdo con la ecuación:

$$FE_{mezcla} = (1 - \alpha) * FE_{CombFosil} + \alpha FE_{Biocomb}$$

Donde:

$$FE_{mezcla} = \text{Factor de emisión de la mezcla}$$

$$FE_{CombFosil} = \text{Factor de emisión del combustible fósil}$$

$$FE_{Biocomb} = \text{Factor de emisión del biocombustible}$$

$\alpha =$ Porcentaje de biocombustible en la mezcla

B.7. Tecnologías de demanda sector industria

El sector industrial tiene usos energéticos para calor directo (hornos), calor indirecto (producción de vapor) y fuerza motriz (bombas, motores, refrigeración, aire acondicionado, etc.) principalmente (UPME, 2019a).

La gran heterogeneidad de procesos y subprocesos en el sector industrial junto con la escasez de datos pormenorizados no permite una descripción amplia del sector, por lo cual utilizando el BECO se hace una desagregación por subsectores y energéticos considerando los principales consumos.

El autoconsumo de energía (esencialmente gas natural) reportado por el BECO en los últimos años de cerca de 20 PJ en el sector hidrocarburos se considera constante dentro del estudio y no es tenido en cuenta en ninguno de los sectores de demanda. Por otro lado, la energía considerada dentro de la cogeneración (16 PJ) es asignada a las fuentes primarias proporcionalmente.

B.7.1. Tecnologías sector alimentos

El 88% del consumo de este subsector es principalmente para calor indirecto (UPME, 2019a), luego las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de calderas para la generación de vapor.

B.7.2. Tecnologías sector minerales no metálicos

Este subsector comprende las actividades de producción de vidrio, arcilla, cerámica, cemento, cal, yeso y piedra. El 88% del consumo de este subsector es principalmente para calor

directo (UPME, 2019a), luego las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de hornos para calentamiento directo de materiales.

B.7.3. Tecnologías sector coquización y refinería

Este subsector comprende las coquerías y refinерías del país. El 99% del consumo de este sector es principalmente para calor directo (UPME, 2019a), luego las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de hornos para el calentamiento directo de materiales.

B.7.4. Tecnologías sector papel y cartón

El 84% del consumo de este subsector es principalmente para calor indirecto (UPME, 2019a), luego las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de calderas para la generación de vapor.

B.7.5. Tecnologías sector metalúrgicos básicos

Este subsector comprende la producción de hierro, acero, metales no ferrosos y metales preciosos. El 76% del consumo de este sector es principalmente para calor directo (UPME, 2019a), luego las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de hornos para calentamiento directo de materiales.

B.7.6. Tecnologías sector productos químicos

Este subsector abarca la producción de plásticos, abonos, caucho, plaguicidas, pinturas, jabones y otros productos químicos. El 51% del consumo de este subsector es principalmente para calor indirecto (UPME, 2019a), luego las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de calderas para la generación de vapor.

B.7.7. Tecnologías sector otros sectores

Este subsector incluye las demás actividades industriales no consideradas en las subcategorías previas. Las tecnologías representadas para los principales energéticos se basan en sistemas de calderas para la generación de vapor.

B.8. Tecnologías de demanda sector residencial

B.8.1. Tecnologías de cocción

Representan las cuatro principales tecnologías de estufas aprovechando los principales energéticos para el servicio de cocción en hogares: leña, gas natural, GLP y electricidad.

B.8.2. Tecnologías de refrigeración

B.8.2.1. Nevera de baja eficiencia

Representa las neveras de clasificación C, D, E, F y G según la regulación RETIQ.

B.8.2.2. Nevera de alta eficiencia

Representa las neveras de clasificación A y B según la regulación RETIQ.

B.8.3. Tecnologías de iluminación

B.8.3.1. Iluminación de baja eficiencia

Representa una combinación de las tecnologías de bombillos incandescentes de 60 watts y lámparas fluorescentes compactas (LFC).

B.8.3.2. Iluminación de alta eficiencia

Representa la tecnología de bombillos LED.

B.8.4. Tecnologías de aire acondicionado

B.8.4.1. Aire acondicionado de baja eficiencia

Representa los aires acondicionados de clasificación C, D, E, F y G según la regulación RETIQ.

B.8.4.2. Aire acondicionado de alta eficiencia

Representa los aires acondicionados de clasificación A y B según la regulación RETIQ.

B.8.5. Tecnologías de calentador de agua**B.8.5.1. Calentador de agua a gas**

Representa el conjunto de calentadores de paso a gas con clasificación A según la regulación RETIQ.

B.8.5.2. Calentador de agua eléctrico

Representa el conjunto de calentadores de paso eléctricos con clasificación A según la regulación RETIQ, y duchas eléctricas.

B.8.6. Tecnologías de TV**B.8.6.1. TV de baja eficiencia**

Representa el conjunto de televisores de tubos de rayos catódicos (CRT).

B.8.6.2. TV de alta eficiencia

Representa el conjunto de televisores de tecnología LED.

B.8.7. Tecnologías de lavadora**B.8.7.1. Lavadora de baja eficiencia**

Representa las lavadoras de clasificación B, C, D, y E según la regulación RETIQ.

B.8.7.2. Lavadora de alta eficiencia

Representa las lavadoras de clasificación A según la regulación RETIQ.

B.8.8. Tecnologías de ventilador**B.8.8.1 Ventilador de baja eficiencia**

Representa ventiladores de alto consumo energético.

B.8.8.2. Ventilador de alta eficiencia

Representa ventiladores de bajo consumo energético.

B.8.9. Tecnologías de otros electrónicos

Esta categoría comprende todos los electromenores y tecnologías no incluidas en las categorías previas tales como microondas, tostadora, secador de cabello, computadora, impresora, celulares, etc.

B.9. Tecnologías de demanda sector transporte

B.9.1. Tecnologías transporte carretero privado

B.9.1.1. Automóvil

Esta subcategoría abarca todos los vehículos tipo sedán, hatchback, coupé y demás similares. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo híbrido (PHEV y HEV)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.1.2. Camioneta

Esta subcategoría abarca todos los vehículos tipo SUV, camperos, pickups y demás similares. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo híbrido (PHEV y HEV)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.1.3. Motocicleta

Esta subcategoría abarca todo el rango de motocicletas disponibles en el mercado. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.2. Tecnologías transporte carretero público

B.9.2.1. Taxi

Esta subcategoría incluye automóviles y camionetas que prestan su servicio bajo la modalidad de taxi. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.2.2. Microbús

Esta subcategoría incluye microbuses y busetas. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.2.3. Bus

Esta subcategoría incluye busetones, autobuses y articulados. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.3. Tecnologías transporte carretero de carga

B.9.3.1. Camión

Esta subcategoría incluye todas las tipologías de camión. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.3.2. Tractocamión

Esta subcategoría incluye todas las tipologías de tractocamión. Las tecnologías consideradas son:

Motor de combustión interna a gasolina

Motor de combustión interna a diésel

Motor de combustión interna a gas natural (GNC y GLP)

Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Vehículo eléctrico de pila de hidrógeno (FCEV)

B.9.4. Tecnologías transporte aéreo

Esta subcategoría abarca los aviones de servicio nacional que funcionan con jet fuel, tomando como referencia un avión comercial de 150 pasajeros.

B.9.5. Tecnologías transporte marítimo

Esta subcategoría comprende los barcos que realizan tareas de transporte de pasajeros o carga y realizan reposición de combustible en los puertos del país. Solo se contempla diésel como energético para esta demanda. No se incluyen las embarcaciones de tipo fluvial en el estudio.

B.9.6. Tecnologías transporte ferroviario

Esta subcategoría no incluye la demanda energética de los tres corredores ferroviarios usados para el transporte de carga (Bogotá-Belencito, La Dorada-Chiriguaná, Chiriguaná-Santa Marta) ni el tramo privado de la empresa Cerrejón.

B.9.6.1. Metro eléctrico

Esta subcategoría comprende al metro de Medellín, y el futuro metro de Bogotá. Otros metros de ciudades principales pueden ser considerados según el escenario.

B.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Este sector reúne los demás sectores de consumo energético con baja participación que son el sector comercial, público, agricultura, minería y construcción. La tecnología de referencia es un calentador para generación de vapor y producción eléctrica.

Apéndice C. Código del modelo matemático implementado en Python

```
# Instalación de la librería #
```

```
!pip install pyomo
# Instalación del solver GLPK #
!apt install glpk-utils

##### DEFINICIÓN DEL MODELO #####

from __future__ import division # Convierte int o long variables a float a
ntes de hacer división para evitar errores #
from pyomo.environ import * # standard Python import statement that initi
alizes the Pyomo environment and loads Pyomo's core modeling component lib
rary #
from pyomo.core import * # Llama todas las funciones de pyomo.core #
from pyomo.opt import SolverFactory # Trae los solvers para la solución co
mo GLPK #

# Creación del modelo #

model = AbstractModel() #Datos vienen en archivos aparte para trabajar co
n escenarios#

##### SETS #####

model.YEAR = Set()
model.TECNOLOGIA = Set()
model.TIMESLICE = Set()
model.ENERGETICO = Set()
model.EMISION = Set()
model.REGION = Set()
##### PARÁMETROS #####

# Globales #

model.YearDiv = Param(model.TIMESLICE, model.YEAR)
model.TasaDescuento = Param(model.REGION, default=0.064)
model.Ryear = Param(model.REGION, default=2020)

# Costos #

model.CostoCapital = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, def
ault=0)
model.CostoVariable = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, de
fault=0)
model.CostoFijo = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, defaul
t=0)
model.OfertaTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
```

```
model.DemandaTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.FuelTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.TransporteTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.IndustriaTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.ResidencialTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.OtrosSectoresTag = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)

#   Demandas   #

model.DemandaAnual = Param(model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, default=0)
model.DemandaPerfil = Param(model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, default=0)
model.DemandaAcumulada = Param(model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, default=0)

#   Emisiones   #

model.FactorEmission = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.EMISION, domain=Reals, default=0)
model.ImpuestoEmission = Param(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, default=0)
model.LimiteEmissionAnual = Param(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, default=99999999)
model.LimiteEmissionPeriodo = Param(model.REGION, model.EMISION, default=9999999)

#   CCS   #

model.LimiteCCS = Param(model.REGION, default=99999999)
model.CCSFactor = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=1)
model.CCSTagTecnologia = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)

#   Margen de Reserva   #

model.MargenReserva = Param(model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, default=1)
model.MRTagTecnologia = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.MRTagEnergetico = Param(model.REGION, model.ENERGETICO, default=0)

#   Actividad   #

model.RazonCapacidadActividad = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=1)
```

```
model.FactorCapacidad = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.TIMESL
ICE, model.YEAR, default=1)
model.FactorDisponibilidad = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.Y
EAR, default=1)
model.VidaOperacional = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=100)
model.CapacidadResidual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=0)
model.TasaActEntrada = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGET
ICO, model.YEAR, default=0)
model.TasaActSalida = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGETI
CO, model.YEAR, default=0)

# Restricciones de Capacidades #

model.CapacidadMaxAnual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=99999999)
model.CapacidadMinAnual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=0)

# Restricciones de Inversiones #

model.InversionMaxAnual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=24000)
model.InversionMinAnual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=0)

# Restricciones de Actividad #

model.LimiteActMaxAnual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=99999999)
model.LimiteActMinAnual = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR
, default=0)
model.LimiteActMaxPeriod = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=9
9999999)
model.LimiteActMinPeriod = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0
)

# Objetivos de energía renovable #

model.RETagTecnologia = Param(model.REGION, model.TECNOLOGIA, default=0)
model.REObjetivoMin = Param(model.REGION, model.YEAR, default=0)

##### VARIABLES #####

# Costos #
```

```
model.InversionCapital = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoFijoAnual = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoVariableAnual = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoOperacional = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoEmision = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.EMISION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoTotalEmision = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoTotalTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoTotalAnual = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoTotalPeriodo = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CAPEXOferta = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CAPEXOfertaTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.OPEXOferta = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.OPEXOfertaTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CAPEXDemanda = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CAPEXDemandaTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.OPEXDemanda = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.OPEXDemandaTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.Fuels = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.FuelsTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoEmisionAnual = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.EmisionesTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoTransporte = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
```

```
model.CostoTransporteTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoIndustria = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoIndustriaTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoResidencial = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoResidencialTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoOtrosSectores = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CostoOtrosSectoresTotal = Var(model.REGION, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)

#      Demandas      #

model.Demanda = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)

#      Capacidad      #

model.NuevaCapacidad = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.NuevaCapacAcum = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.CapacidadTotalAnual = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)

#      Actividad      #

model.TasaActTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.ActividadTotalTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.ActividadTotalPeriod = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, domain=NonNegativeReals)
model.TasaProdTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.TasaProduccion = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.Produccion = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.ProduccionAnual = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
```

```
model.TasaUsoTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.TasaUso = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.Uso = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.UsoAnual = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
```

```
# Emisiones #
```

```
model.EmissionAnualTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionAnual = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionPeriodo = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize = 0.0)
model.EmissionesOferta = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesOfertaTotal = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesFuels = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesFuelsTotal = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesTransporte = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesTransporteTotal = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesIndustria = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesIndustriaTotal = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesResidencial = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesResidencialTotal = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesOtrosSectores = Var(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, domain=Reals, initialize=0.0)
model.EmissionesOtrosSectoresTotal = Var(model.REGION, model.EMISION, domain=Reals, initialize=0.0)
```

```
# Marge de Reserva #
```

```

model.MRCapacidadTotal = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.MRDemandaNecesaria = Var(model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR,
    domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)

#    Energía Renovable    #

model.ProduccionTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGETICO
, model.TIMESLICE, model.YEAR, domain=NonNegativeReals, initialize=0.0)
model.REProduccionAnual = Var(model.REGION, model.YEAR, domain=NonNegative
Reals, initialize=0.0)
model.ProduccionAnualTec = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERG
ETICO, model.YEAR, initialize=0.0)
model.ProduccionAnualTotal = Var(model.REGION, model.YEAR, initialize=0.0
)

#    CCS    #

model.CCSActividad = Var(model.REGION, model.TECNOLOGIA, initialize=0.0)

#####  FUNCIÓN OBJETIVO  #####

def FuncionObjetivo(model):
    return sum(model.CostoTotalPeriodo[r] for r in model.REGION)

model.OBJ = Objective(rule=FuncionObjetivo, sense=minimize)

#####  RESTRICCIONES  #####

#####  COSTOS  #####

def CostoTotalPeriodo_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CostoTotalAnual[r,y] for y in model.YEAR)) == model.CostoTotalPeri
odo[r])

model.CostoTotalPeriodo_constraint = Constraint(model.REGION, rule=CostoTo
talPeriodo_rule)

#    Costos de capital    #

def InversionCapital_rule(model, r, k, y):

```

```
    return (
        model.CostoCapital[r, k, y] * model.NuevaCapacidad[r, k, y]
        == model.InversionCapital[r, k, y]
    )

model.InversionCapital_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=InversionCapital_rule
)

# Costos Operacionales #

def CostoVariableAnual_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.ActividadTotalTec[r, k, y] * model.CostoVariable[r, k, y]
        == model.CostoVariableAnual[r, k, y]
    )

model.CostoVariableAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=CostoVariableAnual_rule
)

def CostoFijoAnual_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.CapacidadTotalAnual[r, k, y] * model.CostoFijo[r, k, y]
        == model.CostoFijoAnual[r, k, y]
    )

model.CostoFijoAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=CostoFijoAnual_rule
)

def CostoOperacional_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.CostoVariableAnual[r, k, y]
        + model.CostoFijoAnual[r, k, y]
        == model.CostoOperacional[r, k, y]
    )

model.CostoOperacional_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=CostoOperacional_rule
)
```

```
# Costos Emisiones #

def CostoEmission_rule(model, r, k, e, y):
    if model.FactorEmission[r, k, e] > 0:
        return (
            model.EmissionAnualTec[r, k, e, y] * model.ImpuestoEmission[r, e
, y]
            == model.CostoEmission[r, k, e, y]
        )
    else:
        return model.CostoEmission[r, k, e, y] == 0

model.CostoEmission_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.EMISION,
    model.YEAR,
    rule=CostoEmission_rule,
)

def CostoTotalEmission_rule(model, r, k, y):
    return (
        sum(
            model.CostoEmission[r, k, e, y]
            for e in model.EMISION
        )
        == model.CostoTotalEmission[r, k, y]
    )

model.CostoTotalEmission_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=CostoTotalEmission_rul
e
)

### Costo Total por Tecnología ###
def CostoTotalTec_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.InversionCapital[r, k, y]
        + model.CostoOperacional[r, k, y]
        + model.CostoTotalEmission[r, k, y]
        == model.CostoTotalTec[r, k, y]
    )

model.CostoTotalTec_constraint = Constraint(
```

```

    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
    rule=CostoTotalTec_rule,
)

### Costo Total por Período ###

def CostoTotalAnual_rule(model, r, y):
    return (
        sum(model.CostoTotalTec[r, k, y] for k in model.TECNOLOGIA)
        == model.CostoTotalAnual[r, y]
    )

model.CostoTotalAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.YEAR, rule=CostoTotalAnual_rule
)

### Costos por tipos ###

# CAPEX Oferta #

def CAPEXOferta_rule(model, r, y):
    return ( sum(model.InversionCapital[r, k, y]*model.OfertaTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.CAPEXOferta[r, y] )

model.CAPEXOferta_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, rule=
CAPEXOferta_rule)

def CAPEXOfertaTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CAPEXOferta[r, y]
                for y in model.YEAR)) == model.
CAPEXOfertaTotal[r])

model.CAPEXOfertaTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=CAPEXOfe
rtaTotal_rule)

# OPEX Oferta #

def OPEXOferta_rule(model, r, y):
    return ( sum(model.CostoOperacional[r, k, y]*model.OfertaTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.OPEXOferta[r, y] )

```

```
model.OPEXOferta_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, rule= OPEXOferta_rule)
```

```
def OPEXOfertaTotal_rule(model, r):  
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-  
y)*model.OPEXOferta[r,y]  
for y in model.YEAR)) == model.  
OPEXOfertaTotal[r])
```

```
model.OPEXOfertaTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=OPEXOfertaTotal_rule)
```

```
# CAPEX Demanda #
```

```
def CAPEXDemanda_rule(model, r, y):  
    return ( sum(model.InversionCapital[r, k, y]*model.DemandaTag[r, k]  
for k in model.TECNOLOGIA)  
== model.CAPEXDemanda[r,y] )
```

```
model.CAPEXDemanda_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, rule=  
CAPEXDemanda_rule)
```

```
def CAPEXDemandaTotal_rule(model, r):  
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-  
y)*model.CAPEXDemanda[r,y]  
for y in model.YEAR)) == model.  
CAPEXDemandaTotal[r])
```

```
model.CAPEXDemandaTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=CAPEXDemandaTotal_rule)
```

```
# OPEX Demanda #
```

```
def OPEXDemanda_rule(model, r, y):  
    return ( sum(model.CostoOperacional[r, k, y]*model.DemandaTag[r, k]  
for k in model.TECNOLOGIA)  
== model.OPEXDemanda[r,y] )
```

```
model.OPEXDemanda_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, rule=  
OPEXDemanda_rule)
```

```
def OPEXDemandaTotal_rule(model, r):  
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-  
y)*model.OPEXDemanda[r,y]
```

```

                                for y in model.YEAR)) == model.
OPEXDemandaTotal[r])

model.OPEXDemandaTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=OPEXDema
ndaTotal_rule)

# Fuels #

def Fuels_rule(model, r, y):
    return ( sum(model.CostoOperacional[r, k, y]*model.FuelTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.Fuels[r, y] )

model.Fuels_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, rule= Fuels_
rule)

def FuelsTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.Fuels[r, y]
                                for y in model.YEAR)) == model.
FuelsTotal[r])

model.FuelsTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=FuelsTotal_rul
e)

# Emisiones #

def CostoEmisionAnual_rule(model, r, y):
    return (
        sum(model.CostoTotalEmision[r, k, y] for k in model.TECNOLOGIA)
        == model.CostoEmisionAnual[r, y]
    )

model.CostoEmisionAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.YEAR, rule=CostoEmisionAnual_rule
)

def EmisionesTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CostoEmisionAnual[r, y]
                                for y in model.YEAR)) == model.
EmisionesTotal[r])

model.EmisionesTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=EmisionesT
otal_rule)

```

```
### Costos por sector ###

# Costo Transporte #

def CostoTransporte_rule(model,r,y):
    return ( sum(model.CostoTotalTec[r, k, y]*model.TransporteTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.CostoTransporte[r,y] )

model.CostoTransporte_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, ru
le= CostoTransporte_rule)

def CostoTransporteTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CostoTransporte[r,y]
                for y in model.YEAR)) == model.
CostoTransporteTotal[r])

model.CostoTransporteTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=Cost
oTransporteTotal_rule)

# Costo Industria #

def CostoIndustria_rule(model,r,y):
    return ( sum(model.CostoTotalTec[r, k, y]*model.IndustriaTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.CostoIndustria[r,y] )

model.CostoIndustria_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, rul
e= CostoIndustria_rule)

def CostoIndustriaTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CostoIndustria[r,y]
                for y in model.YEAR)) == model.
CostoIndustriaTotal[r])

model.CostoIndustriaTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=Costo
IndustriaTotal_rule)

# Costo Residencial #

def CostoResidencial_rule(model,r,y):
    return ( sum(model.CostoTotalTec[r, k, y]*model.ResidencialTag[r, k]
```

```

        for k in model.TECNOLOGIA)
        == model.CostoResidencial[r,y] )

model.CostoResidencial_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR, r
ule= CostoResidencial_rule)

def CostoResidencialTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CostoResidencial[r,y]
    for y in model.YEAR)) == model.CostoResidencialTotal[r])

model.CostoResidencialTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=Cos
toResidencialTotal_rule)

# Costo Otros sectores #

def CostoOtrosSectores_rule(model,r,y):
    return ( sum(model.CostoTotalTec[r, k, y]*model.OtrosSectoresTag[r, k]
        for k in model.TECNOLOGIA)
        == model.CostoOtrosSectores[r,y] )

model.CostoOtrosSectores_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEAR,
rule= CostoOtrosSectores_rule)

def CostoOtrosSectoresTotal_rule(model, r):
    return ((sum((1+model.TasaDescuento[r])** (model.Ryear[r]-
y)*model.CostoOtrosSectores[r,y]
for y in model.YEAR)) == model.CostoOtrosSectoresTotal[r])

model.CostoOtrosSectoresTotal_constraint = Constraint(model.REGION, rule=C
ostoOtrosSectoresTotal_rule)

##### BALANCE DE CAPACIDADES #####

# por timeslice #

def NuevaCapacAcum_rule(model, r, k, y):
    return model.NuevaCapacAcum[r, k, y] == sum(
        model.NuevaCapacidad[r, k, yy]
        for yy in model.YEAR
        if ((y - yy < model.VidaOperacional[r, k]) and (y - yy >= 0))
    )

```

```
model.NuevaCapacAcum_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=NuevaCapacAcum_rule
)

def CapacidadTotalAnual_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.NuevaCapacAcum[r, k, y] + model.CapacidadResidual[r, k, y]
        == model.CapacidadTotalAnual[r, k, y]
    )

model.CapacidadTotalAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=CapacidadTotalAnual_rule
)

def LimitacionCapacidad_rule(model, r, k, t, y):
    return (
        model.TasaActTec[r, k, t, y]*model.YearDiv[t,y]
        <= model.CapacidadTotalAnual[r, k, y]
        * model.FactorCapacidad[r, k, t, y]
        * model.RazonCapacidadActividad[r, k]
    )

model.LimitacionCapacidad_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=LimitacionCapacidad_rule,
)

# por año #

def LimitCapacidadTimeslices_rule(model, r, k, y):
    return (
        sum(
            model.TasaActTec[r, k, t, y] * model.YearDiv[t, y]
            for t in model.TIMESLICE
        )
        <= sum(
            model.CapacidadTotalAnual[r, k, y]
            * model.FactorCapacidad[r, k, t, y]
            * model.YearDiv[t, y]
            for t in model.TIMESLICE
        )
    )
```

```
    )
    * model.FactorDisponibilidad[r, k, y]
    * model.RazonCapacidadActividad[r, k]
)

model.LimitCapacidadTimeslices_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=LimitCapacidadTimeslices_rule)

# BALANCE DE ENERGÍA #

# por timeslice

def TasaProdTec_rule(model, r, k, f, t, y):
    return (
        model.TasaActTec[r, k, t, y] * model.TasaActSalida[r, k, f, y]
        == model.TasaProdTec[r, k, f, t, y]
    )

model.TasaProdTec_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=TasaProdTec_rule,
)

def TasaProduccion_rule(model, r, f, t, y):
    return model.TasaProduccion[r, f, t, y] == sum(
        model.TasaProdTec[r, k, f, t, y] for k in model.TECNOLOGIA
    )

model.TasaProduccion_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=TasaProduccion_rule,
)

def TasaUsoTec_rule(model, r, k, f, t, y):
```

```
    return (
        model.TasaActTec[r, k, t, y] * model.TasaActEntrada[r, k, f, y]
        == model.TasaUsoTec[r, k, f, t, y]
    )

model.TasaUsoTec_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=TasaUsoTec_rule,
)

def TasaUso_rule(model, r, f, t, y):
    return (
        sum(model.TasaUsoTec[r, k, f, t, y] for k in model.TECNOLOGIA)
        == model.TasaUso[r, f, t, y]
    )

model.TasaUso_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE, model.YEAR, rule=Tasa
Uso_rule
)

def Produccion_rule(model, r, f, t, y):
    return (
        model.TasaProduccion[r, f, t, y] * model.YearDiv[t, y]
        == model.Produccion[r, f, t, y]
    )

model.Produccion_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=Produccion_rule,
)

def Uso_rule(model, r, f, t, y):
    return model.TasaUso[r, f, t, y] * model.YearDiv[t, y] == model.Uso[r,
f, t, y]

model.Uso_constraint = Constraint(
    model.REGION,
```

```
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=Uso_rule,
)

def Demanda_rule(model, r, f, t, y):
    return (
        model.DemandaAnual[r, f, y]* model.DemandaPerfil[r, f, t, y]
        == model.Demanda[r, f, t, y]
    )

model.Demanda_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=Demanda_rule,
)

def BalanceEnergial_rule(model, r, f, t, y):
    return (model.Produccion[r, f, t, y] >= model.Demanda[r, f, t, y] + mo
del.Uso[
        r, f, t, y]
    )

model.BalanceEnergial_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.ENERGETICO,
    model.TIMESLICE,
    model.YEAR,
    rule=BalanceEnergial_rule,
)

# por año #

def ProduccionAnual_rule(model, r, f, y):
    return (
        sum(model.Produccion[r, f, t, y] for t in model.TIMESLICE)
        == model.ProduccionAnual[r, f, y]
    )

model.ProduccionAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, rule=ProduccionAnual_rule
)
```

```
def UsoAnual_rule(model, r, f, y):
    return (
        sum(model.Uso[r, f, t, y] for t in model.TIMESLICE) == model.UsoAn
        ual[r, f, y]
    )

model.UsoAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, rule=UsoAnual_rule
)

def BalanceEnergia2_rule(model, r, f, y):
    return (
        model.ProduccionAnual[r, f, y]
        >= model.UsoAnual[r, f, y]
        + model.DemandaAcumulada[r, f, y]
    )

model.BalanceEnergia2_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, rule=BalanceEnergia2_rule
)

##### CAPACIDADES LÍMITES #####

def CapacidadMaxima_rule(model, r, k, y):
    return model.CapacidadTotalAnual[r, k, y] <= model.CapacidadMaxAnual[r
, k, y]

model.CapacidadMaxima_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
    rule=CapacidadMaxima_rule,
)

def CapacidadMinima_rule(model, r, k, y):
    return model.CapacidadTotalAnual[r, k, y] >= model.CapacidadMinAnual[r
, k, y]

model.CapacidadMinima_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
```

```
        rule=CapacidadMinima_rule,
    )

#     NUEVAS CAPACIDADES     #

def InversionMaxima_rule(model, r, k, y):
    return model.NuevaCapacidad[r, k, y] <= model.InversionMaxAnual[r, k,
y]

model.InversionMaxima_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
    rule=InversionMaxima_rule,
)

def InversionMinima_rule(model, r, k, y):
    return model.NuevaCapacidad[r, k, y] >= model.InversionMinAnual[r, k,
y]

model.InversionMinima_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
    rule=InversionMinima_rule,
)

#####     ACTIVIDADES LÍMITE     #####

#     ACTIVIDAD ANUAL     #

def ActividadTotalTec_rule(model, r, k, y):
    return (
        sum(
            model.TasaActTec[r, k, t, y] * model.YearDiv[t, y]
            for t in model.TIMESLICE
        )
        == model.ActividadTotalTec[r, k, y]
    )

model.ActividadTotalTec_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.YEAR, rule=ActividadTotalTec_rul
e
)
```

```
def LimiteActMaxAnual_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.ActividadTotalTec[r, k, y]
        <= model.LimiteActMaxAnual[r, k, y]
    )

model.LimiteActAnualMax_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
    rule=LimiteActMaxAnual_rule,
)

def LimiteActMinAnual_rule(model, r, k, y):
    return (
        model.ActividadTotalTec[r, k, y]
        >= model.LimiteActMinAnual[r, k, y]
    )

model.LimiteActMinAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.YEAR,
    rule=LimiteActMinAnual_rule,
)

# ACTIVIDAD TOTAL #

def ActividadTotalPeriod_rule(model, r, k):
    return (sum( model.ActividadTotalTec[r, k, y] for y in model.YEAR )==
model.ActividadTotalPeriod[r, k])

model.ActividadTotalPeriod_constraint=Constraint(model.REGION, model.TECNO
LOGIA, rule=ActividadTotalPeriod_rule)

def LimiteActMaxPeriodo_rule(model, r, k):
    return (
        model.ActividadTotalPeriod[r, k]
        <= model.LimiteActMaxPeriod[r, k]
    )

model.LimiteActMaxPeriodo_constraint = Constraint(
    model.REGION,
```

```
    model.TECNOLOGIA,
    rule=LimiteActMaxPeriodo_rule,
)

def LimiteActMinPeriodo_rule(model, r, k):
    return (
        model.ActividadTotalPeriod[r, k]
        >= model.LimiteActMinPeriod[r, k]
    )

model.LimiteActMinPeriodo_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    rule=LimiteActMinPeriodo_rule,
)

##### MARGEN DE RESERVA #####

def MRCapacidadTotal_rule(model, r, y):
    return (
        sum(
            (
                model.CapacidadTotalAnual[r, k, y]
                * model.MRTagTecnologia[r, k]
                * model.RazonCapacidadActividad[r, k]
            )
            for k in model.TECNOLOGIA
        )
        == model.MRCapacidadTotal[r, y]
    )

model.MRCapacidadTotal_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.YEAR,
    rule=MRCapacidadTotal_rule,
)

def MRDemandaNecesaria_rule(model, r, f, y):
    return (
        model.ProduccionAnual[r, f, y]*model.MRTagEnergetico[r, f]
        == model.MRDemandaNecesaria[r, f, y]
    )
```

```

model.MRDemandaNecesaria_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, rule=MRDemandaNecesaria_rule
)

def MRRestriccion_rule(model, r, f, y):
    return (
        model.MRDemandaNecesaria[r, f, y] * model.MargenReserva[r, f, y]
        <= model.MRCapacidadTotal[r, y]
    )

model.MRRestriccion_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.ENERGETICO, model.YEAR, rule=MRRestriccion_rule
)

##### OBJETIVO DE RE #####

def ProduccionTec_rule(model, r, k, f, t, y):
    return ( model.TasaProdTec[r, k, f, t, y]*model.YearDiv[t, y]
            ==model.ProduccionTec[r, k, f, t, y])

model.ProduccionTec_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGETICO, model.TIMESLICE,
    model.YEAR, rule = ProduccionTec_rule
)

def ProduccionAnualTec_rule(model, r, k, f, y):
    return (
        sum(
            (model.ProduccionTec[r, k, f, t, y])
            for t in model.TIMESLICE
        )
        == model.ProduccionAnualTec[r, k, f, y]
    )

model.ProduccionAnualTec_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.TECNOLOGIA, model.ENERGETICO, model.YEAR,
    rule=ProduccionAnualTec_rule
)

def REProduccionAnual_rule(model, r, y):
    return ((sum(model.ProduccionAnualTec[r, k, f, y]*model.RETagTecnologia[r, k]

```

```

        for k in model.TECNOLOGIA for f in model.ENERGETICO))
    == model.REProduccionAnual[r,y])

model.REProduccionAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.YEAR, rule=REProduccionAnual_rule
)

def ProduccionAnualTotal_rule(model, r, y):
    return ((sum(model.ProduccionAnualTec[r, k, f, y]
        for k in model.TECNOLOGIA for f in model.ENERGETICO))
    == model.ProduccionAnualTotal[r,y])

model.ProduccionAnualTotal_constraint = Constraint(model.REGION, model.YEA
R,
                                                    rule = ProduccionAnualT
otal_rule )

def RERestriccion_rule(model, r, y):
    return (
        (model.REObjetivoMin[r,y]*model.ProduccionAnualTotal[r,y])<=model.
REProduccionAnual[r, y]
    )

model.RERestriccion_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.YEAR, rule=RERestriccion_rule)
##### EMISIONES #####

def EmisionAnualTec_rule(model, r, k, e, y):
    if model.FactorEmision[r, k, e] != 0:
        return (
            model.FactorEmision[r, k, e]
            * model.ActividadTotalTec[r, k, y]
            == model.EmisionAnualTec[r, k, e, y]
        )
    else:
        return model.EmisionAnualTec[r, k, e, y] == 0

model.EmisionAnualTec_constraint = Constraint(
    model.REGION,
    model.TECNOLOGIA,
    model.EMISION,
    model.YEAR, rule=EmisionAnualTec_rule
)

def EmisionAnual_rule(model, r, e, y):

```

```
    return (
        sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y] for k in model.TECNOLOGIA)
        == model.EmissionAnual[r, e, y]
    )

model.EmissionAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, rule=EmissionAnual_rule
)

def LimiteEmissionAnual_rule(model, r, e, y):
    return (
        model.EmissionAnual[r, e, y]
        <= model.LimiteEmissionAnual[r, e, y]
    )

model.LimiteEmissionAnual_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, rule=LimiteEmissionAnual_rule
)

def EmissionPeriodo_rule(model, r, e):
    return (
        sum(model.EmissionAnual[r, e, y] for y in model.YEAR)
        == model.EmissionPeriodo[r, e]
    )

model.EmissionPeriodo_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionPeriodo_rule
)

def LimiteEmissionPeriodo_rule(model, r, e):
    return model.EmissionPeriodo[r, e] <= model.LimiteEmissionPeriodo[r, e]

model.LimiteEmissionPeriodo_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, rule=LimiteEmissionPeriodo_rule
)

# Emisiones por sector #

# Emisiones oferta #

def EmisionesOferta_rule(model, r, e, y):
    return ( sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y]*model.OfertaTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.EmisionesOferta[r, e, y] )
```

```
model.EmissionesOferta_constraint = Constraint(model.REGION, model.EMISION,  
model.YEAR, rule= EmissionesOferta_rule)
```

```
def EmissionesOfertaTotal_rule(model, r, e):  
    return (  
        sum(model.EmissionesOferta[r, e, y] for y in model.YEAR)  
        == model.EmissionesOfertaTotal[r, e]  
    )
```

```
model.EmissionesOfertaTotal_constraint = Constraint(  
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionesOfertaTotal_rule  
)
```

```
# Emissiones combustibles #
```

```
def EmissionesFuels_rule(model, r, e, y):  
    return ( sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y]*model.FuelTag[r, k]  
                for k in model.TECNOLOGIA)  
            == model.EmissionesFuels[r, e, y] )
```

```
model.EmissionesFuels_constraint = Constraint(model.REGION, model.EMISION,  
model.YEAR, rule= EmissionesFuels_rule)
```

```
def EmissionesFuelsTotal_rule(model, r, e):  
    return (  
        sum(model.EmissionesFuels[r, e, y] for y in model.YEAR)  
        == model.EmissionesFuelsTotal[r, e]  
    )
```

```
model.EmissionesFuelsTotal_constraint = Constraint(  
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionesFuelsTotal_rule  
)
```

```
# Emissiones transporte #
```

```
def EmissionesTransporte_rule(model, r, e, y):  
    return ( sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y]*model.TransporteTag[r, k]  
                for k in model.TECNOLOGIA)  
            == model.EmissionesTransporte[r, e, y] )
```

```
model.EmissionesTransporte_constraint = Constraint(model.REGION, model.EMIS  
ION, model.YEAR, rule= EmissionesTransporte_rule)
```

```
def EmissionesTransporteTotal_rule(model, r, e):  
    return (  
        sum(model.EmissionesTransporte[r, e, y] for y in model.YEAR)  
        == model.EmissionesTransporteTotal[r, e]  
    )
```

```
        sum(model.EmissionesTransporte[r, e, y] for y in model.YEAR)
        == model.EmissionesTransporteTotal[r, e]
    )

model.EmissionesTransporteTotal_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionesTransporteTotal_rule
)

# Emissiones industria #

def EmissionesIndustria_rule(model, r, e, y):
    return ( sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y]*model.IndustriaTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.EmissionesIndustria[r, e, y] )

model.EmissionesIndustria_constraint = Constraint(model.REGION, model.EMI
SION, model.YEAR, rule= EmissionesIndustria_rule)

def EmissionesIndustriaTotal_rule(model, r, e):
    return (
        sum(model.EmissionesIndustria[r, e, y] for y in model.YEAR)
        == model.EmissionesIndustriaTotal[r, e]
    )

model.EmissionesIndustriaTotal_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionesIndustriaTotal_rule
)

# Emissiones Residencial #

def EmissionesResidencial_rule(model, r, e, y):
    return ( sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y]*model.ResidencialTag[r, k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.EmissionesResidencial[r, e, y] )

model.EmissionesResidencial_constraint = Constraint(model.REGION, model.EMI
SION, model.YEAR, rule= EmissionesResidencial_rule)

def EmissionesResidencialTotal_rule(model, r, e):
    return (
        sum(model.EmissionesResidencial[r, e, y] for y in model.YEAR)
        == model.EmissionesResidencialTotal[r, e]
    )
```

```

model.EmissionesResidencialTotal_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionesResidencialTotal_rule
)

# Emisiones otros sectores #

def EmissionesOtrosSectores_rule(model, r, e, y):
    return ( sum(model.EmissionAnualTec[r, k, e, y]*model.OtrosSectoresTag[r,
k]
                for k in model.TECNOLOGIA)
            == model.EmissionesOtrosSectores[r, e, y] )

model.EmissionesOtrosSectores_constraint = Constraint(model.REGION, model.EMISION, model.YEAR, rule= EmissionesOtrosSectores_rule)

def EmissionesOtrosSectoresTotal_rule(model, r, e):
    return (
        sum(model.EmissionesOtrosSectores[r, e, y] for y in model.YEAR)
        == model.EmissionesOtrosSectoresTotal[r, e]
    )

model.EmissionesOtrosSectoresTotal_constraint = Constraint(
    model.REGION, model.EMISION, rule=EmissionesOtrosSectoresTotal_rule
)

##### CCS #####

def CCSActividad_rule(model, r, k):
    return ( sum(model.ActividadTotalTec[r, k, y]*model.CCSTagTecnologia[r,
k]*model.CCSFactor[r, k]
                for y in model.YEAR)
            == model.CCSActividad[r, k] )

model.CCSActividad_constraint = Constraint(model.REGION, model.TECNOLOGIA,
rule= CCSActividad_rule)

def LimiteCCS_rule(model, r):
    return (sum(model.CCSActividad[r, k] for k in model.TECNOLOGIA) <= model.LimiteCCS[r])

model.LimiteCCS_constraint = Constraint(
    model.REGION, rule=LimiteCCS_rule)

```

```
##### CREACIÓN DE LA INSTANCIA #####

from google.colab import drive
drive.mount('/content/gdrive',force_remount=True)

instance = model.create_instance('/content/gdrive/MyDrive/Colab Notebooks/
NOMBRE_ARCHIVO_ENTRADA.dat')

##### SOLUCIÓN DEL MODELO #####

opt = SolverFactory('glpk', executable='/usr/bin/glpk')

results = opt.solve(instance, tee=True)

results.write()

instance.display('NOMBRE_ARCHIVO_SALIDA.txt')
```

Apéndice D. Pruebas secuenciales de casos juguete

Una vez el modelo es implementado en Python, se realizaron 22 pruebas secuenciales con casos juguete y valores extremos para corroborar el funcionamiento del modelo como se describe a continuación.

D.1. Prueba 1

Descripción: Una tecnología de extracción (COA), una tecnología de producción (TER) con eficiencia del 50%, dos energéticos (CAR y ELE), solo costo de capital, una demanda, sin timeslices, horizonte de 5 años y vida operacional corta para la tecnología de extracción.

Este es un problema de 415 restricciones con 316 variables donde se corroboraron los siguientes resultados:

Tabla D1. *Nuevas capacidades para instalar prueba 1 (considerando capacidad inicial cero)*

	2021	2022	2023	2024	2025
Demanda	500	550	600	650	700
Capacidad instalada TER – PJ (Vida operacional 5 años)	500	50	50	50	50
Capacidad instalada COA – PJ (Vida operacional 2 años)	1000	100	1100	200	1200

La tecnología COA representa una mina de carbón que suministra carbón (CAR) a una termoeléctrica (TER) para la producción de electricidad (ELE). Para el primer año 2021, se instala la capacidad de 1000 PJ/año de COA que alimenta a TER para producir 500 PJ/año dada la eficiencia del 50%. Luego, en 2022 se instalan 100 PJ/año en COA y 50 PJ/año en TER para apalancar el incremento de la demanda de 50 PJ/año. En 2023, sale de operación los 1000 PJ del 2021 ya que la vida operacional es de 2 años, por tanto, se instalan 1100 PJ/año para dar el suministro de 600 PJ/año finales de demanda, junto con la instalación de 50 PJ/año de TER. Así

sucesivamente, se comprueba la consistencia en las capacidades a instalar para el horizonte de tiempo.

Tabla D2. *Tasas de actividad por tecnología prueba 1*

	2021	2022	2023	2024	2025
Tasa de actividad TER (PJ)	500	550	600	650	700
Tasa de actividad COA (PJ)	1000	1100	1200	1300	1400

Las tasas de actividad en PJ/año se corresponden con los flujos de energía necesarios para el suministro de la demanda.

Tabla D3. *Costos prueba 1*

	2021	2022	2023	2024	2025
Costo Capital TER (USD)	750000	75000	75000	75000	75000
Costo Capital COA (USD)	1000000	100000	1100000	200000	1200000
Costo Total Anual (USD)	1750000	175000	1175000	275000	1275000

Dado los costos por PJ, se comprueba que, por ejemplo, en 2021, el costo de TER sería $1500 \text{ USD/PJ} * 500 \text{ PJ} = 750000 \text{ USD}$, y el costo de COA sería $1000 \text{ USD/PJ} * 1000 \text{ PJ} = 1000000 \text{ USD}$, de forma que hay consistencia en los datos.

Ahora, con la sumatoria de costos anuales, se calcula el costo total del período que se corresponde con el valor de la función objetivo, usando una tasa de descuento del 5%.

$$\begin{aligned} \text{CostoTotalPeriodo} &= \frac{1750000}{1 + 0,05} + \frac{175000}{(1 + 0,05)^2} + \frac{1175000}{(1 + 0,05)^3} + \frac{275000}{(1 + 0,05)^4} + \frac{1275000}{(1 + 0,05)^5} \\ &= 4065645,05 \text{ USD} \end{aligned}$$

De esta forma, se corrobora el cálculo correcto de este valor.

D.2. Prueba 2

Misma prueba 1 excepto que se trabajan con dos timeslices que representan invierno y verano (INV y VER) con 0.4 y 0.6 de duración en el año respectivamente, y un perfil de demanda de 0.2 y 0.8.

Las demandas por timeslice se calculan correctamente dado que, por ejemplo, en 2021 para una demanda anual de 500 PJ, la demanda en invierno es 100 PJ ($500 \cdot 0.2$) y en verano es 400 PJ ($500 \cdot 0.8$).

Luego, las producciones de energéticos en cada timeslice se comprueban correctamente para el horizonte de tiempo. Como se puede observar en la tabla D4, los valores de energéticos se corresponden con los flujos de energía en la prueba 1.

Tabla D4. *Producción de energéticos prueba 2*

Energético	Timeslice	Producción (PJ)				
		2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	Invierno	200	220	240	260	280
	Verano	800	880	960	1040	1120
Total		1000	1100	1200	1300	1400
Electricidad	Invierno	100	110	120	130	140
	Verano	400	440	480	520	560
Total		500	550	600	650	700

Las capacidades a instalar y los costos son los mismos que en la prueba 1, lo cual es lógico considerando que la demanda anual a satisfacer es la misma.

D.3. Prueba 3

Misma prueba 2 pero se incluyó una tecnología adicional de una siderúrgica (SID) que consume carbón (con eficiencia del 66,7%) para procesos de calor directo en la producción de cemento, de forma que se combina una demanda por timeslice con una demanda anual.

Las capacidades para instalar por año son correctas considerando que se hace una instalación de 600 PJ/año de capacidad para la siderúrgica y no se requiere más instalación ya que la demanda se mantiene constante en ese valor (tiempo de vida mayor a 5 años). Para la termoeléctrica, los valores son iguales que en las anteriores pruebas y la capacidad de producción de carbón consta de la suma de los dos suministros de carbón para la termoeléctrica y la siderúrgica.

La actividad total por tecnología se corresponde adecuadamente con las demandas de los energéticos del sistema, por ejemplo, en 2021, se tienen 1900 PJ de actividad de la mina de carbón, que resultan de los suministros necesarios para la termoeléctrica (900 PJ) y la siderúrgica (1000 PJ). En el mismo sentido, los costos de capital son calculados de forma correcta.

D.4. Prueba 4

Misma prueba 3 pero agregando costos fijos y variables para las tecnologías en el modelo. Los costos fijos son adecuadamente calculados considerando la multiplicación de la capacidad total instalada en un año dado y el costo fijo por unidad instalada. Por ejemplo, en 2023, para la térmica se tiene una capacidad instalada de 600 PJ, y con el costo fijo de 150 USD/PJ, el costo fijo anual de ese año es 90000 USD, el mismo valor calculado por el modelo.

Para el caso del costo variable, los valores también se calculan correctamente mediante la multiplicación de la actividad de la tecnología y el costo variable unitario. Por ejemplo, en 2022, para la siderúrgica se tiene una actividad total de 600 PJ con un costo variable de 30 USD/PJ, resultando en un costo de 18000 USD, el cual es el valor ofrecido por el modelo.

En línea con los resultados, el costo operacional es evaluado apropiadamente sumando los costos variable y fijo, y correspondientemente el costo total anual se obtiene como la suma del

costo operacional y de inversión en este caso. El valor presente neto también se comprobó y ofrece el valor correcto para la tasa de descuento de 5%.

D.5. Prueba 5

Misma prueba 4 pero se agregaron factores de emisión de CO₂ para cada tecnología y un valor de impuesto por dichas emisiones. Los valores de las emisiones anuales de CO₂ son correctas, considerando, por ejemplo, que, en el año 2023, para la siderúrgica se tuvo un nivel de actividad de 600 PJ, y con un factor de emisión de 3 ton CO₂/PJ se tendrían 1800 ton CO₂, cantidad arrojada por el modelo.

Igualmente, los cálculos de las emisiones totales por año mediante la sumatoria de las emisiones de todas las tecnologías, y las emisiones del período como la sumatoria de las emisiones de todos los años fueron validadas correctamente.

Por otro lado, el costo por emisiones se corroboró también, con la multiplicación de las emisiones por año y el valor del impuesto de 100 USD/ton CO₂. Por ejemplo, para 2024, la térmica produce 1300 ton CO₂ representando un costo de 130000 USD, valor brindado por el modelo.

La sumatoria de costos totales es validada, así como también el valor presente neto.

D.6. Prueba 6

Misma prueba 5 pero se incluyeron límites anuales de emisiones que no son posibles de cumplir, con el fin de ver la respuesta del modelo, y efectivamente el modelo no es capaz de encontrar una solución por lo cual el modelo constata la infactibilidad.

D.7. Prueba 7

Misma prueba 5 pero se incluye el límite de emisiones del periodo en un valor que no es posible cumplir, con el fin de ver la respuesta del modelo, y nuevamente el modelo presenta la evidencia de infactibilidad.

D.8. Prueba 8

Misma prueba 5 pero se incluyó una nueva tecnología de térmica a carbón con CCS, la cual funciona igual que la térmica normal, pero es más costosa ya que permite capturar el CO₂ producido (100% asumido por términos prácticos). Los resultados son iguales a la prueba 5 ya que el modelo no toma esta nueva tecnología debido a sus altos costos, como era lo esperado.

D.9. Prueba 9

Misma prueba 8 pero esta vez se restringe el nivel de emisiones del período por debajo de lo obtenido con el modelo sin restricciones para estimular la instalación y uso de la térmica con CCS. De esta manera, de 2021 a 2023 se instalan capacidades de la térmica con CCS y de 2023 a 2025 se complementa con instalación de térmicas convencionales. Las capacidades de la mina de carbón y siderúrgica se mantienen iguales ya que su uso y producción de energéticos es el mismo.

Las emisiones del periodo totalizan 20000 ton de CO₂ que fue la restricción impuesta al sistema, mientras las demandas son satisfechas como en las pruebas anteriores verificando el funcionamiento adecuado.

D.10. Prueba 10

Misma prueba 9 pero esta vez se activaron los parámetros de CCSTagTecnología y CCSFactor para contabilizar las emisiones capturadas y almacenadas por el uso de la térmica con CCS. El resultado final es de 5500 ton CO₂ que justamente representa el excedente de emisiones que debía reducir el sistema para cumplir con la meta de 20000 ton CO₂.

D.11. Prueba 11

Misma prueba 10 pero se implementó la restricción del margen de reserva para la electricidad con un valor de 1.2 (es decir, se requiere un excedente de 20% adicional de capacidad

instalada). Los resultados se mantienen igual en términos de la demanda satisfecha y la producción, pero hay cambios en la capacidad a instalar de forma que se satisfaga este 20%.

Tabla D5. Capacidades instaladas prueba 11

Tecnología	Capacidad instalada (PJ)				
	2021	2022	2023	2024	2025
TER	100	10	43,3	60	60
TERCCS	500	50	16.7	0	0
Total Acumulado (+20% de MR)	600	660	720	780	840
Total sin MR	500	550	600	650	700

D.12. Prueba 12

Misma prueba 11 pero se incluye el factor de conversión de capacidad a actividad de 31.536 PJ/GW para las térmicas (TER y TERCCS) para comprobar que las capacidades a instalar quedan en unidades de GW. Las capacidades efectivamente son ajustadas mientras que los demás resultados no se modifican, excepto los costos de inversión y fijos que están directamente ligados a las unidades de las capacidades instaladas.

Por ejemplo, la capacidad de TERCCS en 2021 que representaba 500 PJ se convierte en 15.855 GW aproximadamente ($500/31.536=15.855$).

D.13. Prueba 13

Misma prueba 12 pero se incluye un factor de capacidad de 0.9 para invierno y 0.7 para verano en la térmica con CCS con el fin de revisar el reajuste de capacidades instaladas. Las capacidades para instalar de esta tecnología efectivamente se incrementan para continuar respondiendo a la demanda, manteniéndose las mismas producciones de energéticos y las restricciones de emisiones.

D.14. Prueba 14

Misma prueba 12 pero se incluye un factor de disponibilidad de 0.9 para la térmica con CCS con el fin de revisar el reajuste de capacidades instaladas. Las capacidades para instalar de esta tecnología efectivamente se incrementan para continuar respondiendo a la demanda, manteniéndose las mismas producciones de energéticos y las restricciones de emisiones, sin embargo, este reajuste es menor al causado por los factores de capacidad en la prueba 13.

D.15. Prueba 15

Misma prueba 14 pero se incluyen capacidades residuales de mina de carbón y térmica con el fin de representar las capacidades existentes en el sistema antes de iniciar el proceso de modelado.

Debido a la restricción de nivel de emisiones, la capacidad existente de la térmica no es utilizada como en los casos anteriores y se compensa con el mismo nivel de instalación de la térmica con CCS obtenido en la prueba 14. Los costos de inversión para la mina de carbón se reducen debido a la capacidad existente y correspondientemente los costos totales. Las producciones de energéticos y demandas se mantienen iguales, así como los niveles de emisiones.

D.16. Prueba 16

Misma prueba 15 pero se incluye una tecnología RSOL para representar los recursos solares (costos son cero, sin emisiones y tiene tasa de actividad de salida 1 para el energético SOL que representa la energía solar) y una tecnología PAN que representa una central de paneles fotovoltaicos con costos menores a las térmicas.

Como se esperaba, sin ninguna restricción de actividad o capacidad, el modelo se inclina a instalar paneles fotovoltaicos para la satisfacción de la demanda de electricidad dejando de lado la térmica con CCS. La demanda de la siderúrgica sigue siendo suministrada por la mina de carbón. Hay una instalación de capacidad de térmica convencional secuencial para cubrir el margen de

reserva teniendo en cuenta que los paneles fotovoltaicos no son considerados para cubrir este margen, no obstante, esta térmica no es usada en ningún punto del periodo.

Tabla D6. *Producción de energía por tecnología prueba 16*

Tecnología	Producción (PJ)				
	2021	2022	2023	2024	2025
TER	0	0	0	0	0
TERCCS	0	0	0	0	0
PAN	500	550	600	650	700
Demanda	500	550	600	650	700

D.17. Prueba 17

Misma prueba 16 pero se limita la instalación de paneles fotovoltaicos a 7 GW por año y se exige una instalación de al menos 5 GW de térmica con CCS. Esto se comprueba efectivamente con los resultados donde se garantizan dichas restricciones en las capacidades a instalar, mientras se cumple con la satisfacción de la demanda, emisiones y demás restricciones.

Tabla D7. *Nueva capacidad instalada por tecnología prueba 17*

Tecnología	Capacidad Nueva Instalada (GW)				
	2021	2022	2023	2024	2025
TER	7,2	0	0	0	0
TERCCS	9,8	5	5	5	5
PAN	7	7	5	1,6	1.6

D.18. Prueba 18

Misma prueba 17 pero se incluyó una restricción de capacidad total máxima instalada de paneles fotovoltaicos de 15 GW para todo el período. Igualmente, se estableció una capacidad total

mínima instalada de 800 PJ para la siderúrgica, con el fin de validar que cumplen estas restricciones adicionales.

Estas restricciones se cumplen satisfactoriamente al tiempo que se mantiene el cumplimiento de la demanda, emisiones y demás restricciones.

Tabla D8. *Capacidad total prueba 18*

Tecnología	Capacidad Total Instalada				
	2021	2022	2023	2024	2025
TER (GW)	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19
TERCCS (GW)	9,8	14,8	19,8	24,8	29,8
PAN (GW)	7	14	15	15	15
SID (PJ)	800	800	800	800	800

D.19. Prueba 19

Misma prueba 18 pero se agregó una tecnología de importación de carbón IMPCOA, que solo tiene costo variable. Esto genera automáticamente que todo el suministro de carbón sea atendido por importación dado que se asume que no hay costos de inversión, fijos o de emisiones en el país.

D.20. Prueba 20

Misma prueba 19 pero se estableció un límite de actividad mínimo para la mina de carbón de 1200 PJ de forma que se priorice la producción nacional en vez de realizar importaciones. De igual forma se restringe la actividad del recurso solar a un total de 300 PJ por año considerando el potencial solar de la región. Los resultados son satisfactorios de acuerdo con las condiciones impuestas.

Tabla D9. *Actividad por tecnología prueba 20*

Tecnología	Actividad (PJ)				
	2021	2022	2023	2024	2025

COA	1200	1200	1200	1200	1200
IMPCOA	258,9	200	300	400	500
TER	0	0	0	0	0
TERCCS	279,2	250	300	350	400
PAN	220,7	300	300	300	300
SID	600	600	600	600	600

D.21. Prueba 21

Misma prueba 20 pero se limita la actividad de las importaciones de todo el periodo a un total de 1000 PJ, y se exige un mínimo de 2000 PJ de actividad para la térmica con CCS en el periodo. Estos valores se corroboran en los resultados manteniendo la satisfacción de la demanda, emisiones y demás restricciones.

Tabla D10. *Actividad por tecnología prueba 21*

Tecnología	Actividad (PJ)				
	2021	2022	2023	2024	2025
COA	1708	1992	1267	1267	1267
IMPCOA	0	0	233,3	333,3	433,3
TER	0	0	0	0	0
TERCCS	404	546	300	350	400
PAN	96	4	300	300	300
SID	600	600	600	600	600

D.22. Prueba 22

Misma prueba 21 pero se incluye la tecnología de paneles fotovoltaicos como tecnología de energía renovable y se establece un mínimo de participación de 20% de energía renovable en la canasta energética al 2025, lo cual, como se valida con el modelo, es infactible, ya que el máximo posible de actividad es 300 PJ que representa cerca del 9% en dicho año. No obstante, al modificar la meta a 9%, el modelo se mantiene con la misma solución factible y se contabilizan correctamente los valores de energía solar como energía renovable.

Apéndice E. Base de datos de entrada del modelo

A continuación, se presentan las consideraciones y series de datos utilizados como parámetros del modelo.

E.1. Parámetros globales

E.1.1. División anual

Dado que las demandas suministradas al modelo son en términos de las demandas de uso final, no se cuenta con datos disponibles de resolución menor a un año, por tanto, solo se utiliza una división anual con valor 1.

E.1.2. Tasa de descuento

La tasa de descuento del modelo será de 6.4%, la cual es implementada dentro del Plan Energético Nacional (UPME, 2020c).

E.2. Parámetros de costos de capital

Todos los costos fueron llevados a dólares en 2020 usando la tasa de inflación de Estados Unidos proporcionada mediante usinflationcalculator.com.

E.2.1. Fuentes de energía primaria

El valor es cero para todas las tecnologías en esta categoría. Todo el costo de extracción es asumido en el costo variable.

E.2.2. Importaciones

El valor es cero para todas las tecnologías en esta categoría. Solo se tiene en cuenta el costo variable de importación para cada energético.

Planta fotovoltaica	PFOTOV	USD/kW	1313	(EIA, 2020)	1291	1270	1249	1228	1208	1188	1168	1148	1129	1111	1092	1074	1056	1039	1021	1004	988	971	955	939	924	909	893	879	864	850	836	822	808	795
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	USD/kW	1755	(EIA, 2020)	1726	1697	1669	1641	1614	1587	1561	1535	1510	1484	1460	1436	1412	1388	1365	1343	1320	1298	1277	1256	1235	1214	1194	1174	1155	1136	1117	1098	1080	1062
Planta CSP + batería	PCSPBA	USD/kW	7221	(EIA, 2020)	7150	7079	7009	6939	6871	6803	6735	6669	6603	6537	6472	6408	6345	6282	6220	6158	6097	6037	5977	5918	5859	5801	5744	5687	5631	5575	5520	5465	5411	5358
Planta eólica onshore	PEOLON	USD/kW	1265	(EIA, 2020)	1261	1257	1253	1249	1245	1241	1237	1233	1229	1225	1221	1217	1213	1209	1206	1202	1198	1194	1190	1186	1183	1179	1175	1171	1168	1164	1160	1156	1153	1149
Planta eólica onshore + batería	PEONBA	USD/kW	2654	(EIA, 2020)	2646	2637	2629	2620	2612	2603	2595	2587	2579	2570	2562	2554	2546	2538	2529	2521	2513	2505	2497	2489	2481	2473	2465	2458	2450	2442	2434	2426	2418	2411
Planta eólica offshore	PEOLOF	USD/kW	4375	(EIA, 2020)	4357	4339	4321	4304	4286	4268	4251	4234	4216	4199	4182	4165	4147	4130	4114	4097	4080	4063	4046	4030	4013	3997	3981	3964	3948	3932	3916	3900	3884	3868
Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	USD/kW	5764	(EIA, 2020)	5740	5717	5693	5670	5647	5624	5601	5578	5555	5532	5509	5487	5464	5442	5420	5397	5375	5353	5331	5309	5288	5266	5244	5223	5201	5180	5159	5138	5117	5096
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	USD/kW	3300	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300

E.2.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

La proyección de costos de nuevas tecnologías al año 2050 utiliza las tasas de aprendizaje mostradas por (de Vos et al., 2018; Tsiropoulos et al., 2018). Los costos de tecnologías convencionales se mantienen constantes.

Tabla E2. Costos de capital de las tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Microred	MICRED	USD/kW	4320	(Cannone & Allington, 2021)	4249	4179	4111	4044	3977	3912	3848	3785	3723	3662	3602	3542	3484	3427	3371	3316	3261	3208	3155	3104	3053	3003	2953	2905	2857	2810	2764	2719	2674	2631

Solución fotovoltaica individual	SFOTIN	USD/kW	1210	(Tsiropoulos et al., 2018)	1190	1171	1151	1133	1114	1096	1078	1060	1043	1026	1009	992	976	960	944	929	913	899	884	869	855	841	827	814	800	787	774	762	749	737
Planta a diésel pequeña	PLDIEP	USD/kW	750	(Cannone & Allington, 2021)	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750

E.2.5. Transmisión y distribución

Las tecnologías de transmisión y distribución eléctrica mantienen sus costos constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E3. Costos de capital de las tecnologías de transmisión y distribución

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Tecnología de transmisión (SIN)	TECTRA	USD/kW	746	(Cannone & Allington, 2021)	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	746	
Tecnología de distribución	TECDIS	USD/kW	1491	(Cannone & Allington, 2021)	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	1491	

E.2.6. Otras tecnologías de conversión

La proyección de costos de las tecnologías de hidrógeno utilizó las tasas de aprendizaje de (de Vos et al., 2018). Para las tecnologías convencionales, los costos se mantienen constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E4. Costos de capital de otras tecnologías de conversión

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Refinería	REFINE	USD/(B/D)	35409	EIA, 2013	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	35409	
Planta de GLP	PLAGLP	USD/GJ	6,66	EIA, 2013	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Destilería	DESTIL	USD/GJ	889	(Lap et al., 2019)	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	
Planta de biodiésel	PLBDIE	USD/kW	363	(Lap et al., 2019)	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	
Reformador de metano	REFMET	USD/kW	659	(de Vos et al., 2018)	655	650	646	642	637	633	629	624	620	616	612	608	604	600	596	592	588	584	580	576	572	568	565	561	557	553	550	546	542	539
Reformador de metano + CCS	METCCS	USD/kW	1079	(de Vos et al., 2018)	1075	1071	1066	1062	1058	1054	1050	1046	1042	1038	1034	1030	1026	1022	1018	1014	1010	1006	1002	998	994	990	986	982	979	975	971	967	963	960
Electrolizador	ELECTR	USD/kW	1679	(de Vos et al., 2018)	1574	1475	1382	1295	1214	1138	1066	999	937	878	823	771	723	677	635	595	557	522	490	459	430	403	378	354	332	311	291	273	256	240
Planta de regasificación	PLAREG	USD/kW	192,5	(de Vos et al., 2018)	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	

E.2.7. Tecnologías de demanda sector industria

Los costos se mantienen constantes en el horizonte de modelado para esta categoría.

Tabla E5. *Costos de capital de las tecnologías de demanda del sector industria*

Tecnología	Cod.	Unidad	Costo	Fuente
Tecnología Alimentos y bebidas - Bagazo	TALBAG	USD/kW	870,1	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Carbón	TALCAR	USD/kW	386,1	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Gas Natural	TALGAS	USD/kW	150,7	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Electricidad	TALELE	USD/kW	935	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Hidrógeno	TALHID	USD/kW	299	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Minerales NM - Carbón	TMICAR	USD/kW	340	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM - Gas Natural	TMIGAS	USD/kW	114	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM - Hidrógeno	TMIHID	USD/kW	256,21	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Gas Natural	TREGAS	USD/kW	114	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Hidrógeno	TREHID	USD/kW	256,21	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Papel y cartón - Carbón	TPCCAR	USD/kW	386,1	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Gas Natural	TPCGAS	USD/kW	150,7	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Electricidad	TPCELE	USD/kW	935	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Hidrógeno	TPCHID	USD/kW	299	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Gas Natural	TMBGAS	USD/kW	114	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Hidrógeno	TMBHID	USD/kW	256,21	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Productos Químicos - Bagazo	TPQBAG	USD/kW	870,1	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Carbón	TPQCAR	USD/kW	386,1	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Gas Natural	TPQGAS	USD/kW	150,7	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Electricidad	TPQELE	USD/kW	935	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Hidrógeno	TPQHID	USD/kW	299	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Otros sectores - Carbón	TOSCAR	USD/kW	386,1	De Vos et al., 2018
Tecnología Otros sectores - Gas Natural	TOSGAS	USD/kW	150,7	De Vos et al., 2018
Tecnología Otros sectores - Electricidad	TOSELE	USD/kW	935	De Vos et al., 2018

Tecnología Otros sectores - Hidrógeno	TOSHID	USD/kW	299	(Element Energy and Jacobs, 2018)
---------------------------------------	--------	--------	-----	-----------------------------------

E.2.8. Tecnologías de demanda sector residencial

Los costos de los electrodomésticos y gasodomésticos del sector residencial fueron calculados con valores de referencia de productos del mercado a la fecha del 20 de mayo de 2022 y los valores de potencia promedio fueron tomados de (UPME, 2019b). La tasa de cambio usada fue la TRM de la fecha equivalente a 4050,88 COP/USD. Los costos se mantienen constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E6. *Costos de capital de las tecnologías de demanda del sector residencial*

Tecnología	Codificación	Costo (USD/unidad)	Potencia (W)	Costo (USD/kW)	Fuente
Estufa a leña	ESTLEN	402	1100	365	https://bit.ly/3egTUeh
Estufa con gas natural	ESTGAS	190	1100	173	https://bit.ly/3B3rRbo
Estufa eléctrica	ESTELE	432	1127,91	383	https://bit.ly/3B6H7Et
Estufa GLP	ESTGLP	126	1100	115	https://bit.ly/3cFWIRW
Neveras de baja eficiencia	REFRIB	405	211,22	1917	https://bit.ly/3QaoX8X
Neveras de alta eficiencia	REFRIA	464	211,22	2197	https://bit.ly/3cCZhEu
Iluminación de baja eficiencia	ILUMIB	0,44	25	18	https://bit.ly/3q5DuYW
Iluminación de alta eficiencia	ILUMIA	1	12	83	https://bit.ly/3czO4od
Aire acondicionado de baja eficiencia	AIRACB	457	1816	252	https://bit.ly/3QanfUY
Aire acondicionado de alta eficiencia	AIRACA	528	1816	291	https://bit.ly/3egKRu6
Calentador de agua con gas natural	CALGAS	247	1100	225	https://bit.ly/3wOHMbc
Calentador de agua eléctrico	CALELE	220	1146,85	192	https://bit.ly/3Rt7gmi
TV de baja eficiencia	TVBAJA	37	66,07	560	https://bit.ly/3CR3mQ4
TV de alta eficiencia	TVALTA	247	66,07	3738	https://bit.ly/3TAMDGA
Lavadora de baja eficiencia	LAVADB	370	312,13	1185	https://bit.ly/3xcEDIJ
Lavadora de alta eficiencia	LAVADA	370	312,13	1185	https://bit.ly/3cJ5IG4
Ventilador de baja eficiencia	VENTILB	39	70,44	554	https://bit.ly/3TxWPQ6
Ventilador de alta eficiencia	VENTILA	59	70,44	838	https://bit.ly/3cDxWlx
Otros electrónicos	OTROSB	321	66,37	4837	https://bit.ly/3Q9ZQTG

E.2.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Los costos de capital para el sector transporte son calculados a partir de:

$$\text{Costo} \left(\frac{\text{USD}}{\text{km} * \text{pax}} \right) = \frac{\text{Costo unitario} \left(\frac{\text{USD}}{\text{veh}} \right)}{\text{Factor de actividad} \left(\frac{\text{km}}{\text{año}} \right) * \text{Factor de carga} \left(\frac{\text{pax}}{\text{veh}} \right)}$$

$$\text{Costo} \left(\frac{\text{USD}}{\text{km} * \text{ton}} \right) = \frac{\text{Costo unitario} \left(\frac{\text{USD}}{\text{veh}} \right)}{\text{Factor de actividad} \left(\frac{\text{km}}{\text{año}} \right) * \text{Factor de carga} \left(\frac{\text{ton}}{\text{veh}} \right)}$$

Para el transporte carretero, se utilizan los costos de referencia del Plan Energético Nacional (UPME, 2020c). La proyección de costos de las tecnologías de gas natural, eléctricos e hidrógeno son hechas bajo el supuesto del escenario de actualización donde la paridad de costos con los vehículos de menor de costo (gasolina o diésel dependiendo la categoría) se alcanzan en 2050. Los datos de los otros modos de transporte, factores de actividad y carga se tomaron de diversas fuentes como se establece en la Tabla E7.

Tabla E7. Cálculo costos de capital de las tecnologías de demanda del sector transporte para 2020

Categoría	Tecnología	Codificación	Costo por vehículo (USD)	Fuente	Factor de actividad (km/año)	Fuente	Factor de carga (pax/vehículo o ton/vehículo)	Fuente	Costo de capital 2020 (USD/km*pax) o (USD/km*ton)
Demanda transporte carretero privado	Automóvil Gasolina	AUTOGA	4938	(UPME, 2020c)	5500	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,5	(UPME, 2019c)	0,60
	Automóvil Diésel	AUTODI	11434	(UPME, 2020c)	12000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,5	(UPME, 2019c)	0,64
	Automóvil GNV	AUTOGN	26260	(UPME, 2020c)	5800	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,5	(UPME, 2019c)	3,02
	Automóvil Eléctrico	AUTOEL	26260	(UPME, 2020c)	5500	Supuesto	1,5	Supuesto	3,18
	Automóvil Híbrido	AUTOHB	21997	(UPME, 2020c)	5500	Supuesto	1,5	Supuesto	2,67
	Automóvil Hidrógeno	AUTOHD	95950	(UPME, 2020c)	5500	Supuesto	1,5	Supuesto	11,63
	Camioneta Gasolina	CAMIGA	17675	(UPME, 2020c)	5000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,4	(UPME, 2019c)	2,53
	Camioneta Diésel	CAMIDI	27324	(UPME, 2020c)	10000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,4	(UPME, 2019c)	1,95
	Camioneta GNV	CAMIGN	75750	(UPME, 2020c)	6300	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,4	(UPME, 2019c)	8,59
	Camioneta Eléctrico	CAMIEL	38380	(UPME, 2020c)	5000	Supuesto	1,4	Supuesto	5,48
Camioneta Híbrido	CAMIHB	78556	(UPME, 2020c)	5000	Supuesto	1,4	Supuesto	11,22	

	Camioneta Hidrógeno	CAMIHD	103020	(UPME, 2020c)	5000	Supuesto	1,4	Supuesto	14,72
	Motocicleta Gasolina	MOTOGA	1097	(UPME, 2020c)	7200	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,2	(UPME, 2019c)	0,13
	Motocicleta Diésel	MOTODI	1087	(UPME, 2020c)	13000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,2	(UPME, 2019c)	0,07
	Motocicleta GNV	MOTOGN	812	(UPME, 2020c)	7500	(UPME, 2020c)	1,2	(UPME, 2019c)	0,09
	Motocicleta Eléctrica	MOTOEL	3737	(UPME, 2020c)	7200	Supuesto	1,2	Supuesto	0,43
	Motocicleta Hidrógeno	MOTOHD	11615	(UPME, 2020c)	7200	Supuesto	1,2	Supuesto	1,34
Transporte carretero público	Taxi Gasolina	TAXIGA	4938	(UPME, 2020c)	40000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,1	(UPME, 2019c)	0,11
	Taxi Diésel	TAXIDI	11434	(UPME, 2020c)	60000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,1	(UPME, 2019c)	0,17
	Taxi GNV	TAXIGN	26260	(UPME, 2020c)	87000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	1,1	(UPME, 2019c)	0,27
	Taxi Eléctrico	TAXIEL	26260	(UPME, 2020c)	40000	Supuesto	1,1	Supuesto	0,60
	Taxi Híbrido	TAXIHB	21946	(UPME, 2020c)	40000	Supuesto	1,1	Supuesto	0,50
	Taxi Hidrógeno	TAXIHD	95950	(UPME, 2020c)	40000	Supuesto	1,1	Supuesto	2,18
	Microbus Gasolina	MIBUGA	30495	(UPME, 2020c)	4000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	13,6	(UPME, 2019c)	0,56
	Microbus Diésel	MIBUDI	25238	(UPME, 2020c)	36000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	13,6	(UPME, 2019c)	0,05
	Microbus GNV	MIBUGN	318150	(UPME, 2020c)	90000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	13,6	(UPME, 2019c)	0,26
	Microbus Eléctrico	MIBUEL	127260	(UPME, 2020c)	36000	Supuesto	13,6	Supuesto	0,26
	Microbus Hidrógeno	MIBUHD	432684	(UPME, 2020c)	36000	Supuesto	13,6	Supuesto	0,88
	Bus Gasolina	BUSGAS	37126	(UPME, 2020c)	2000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	71,6	(UPME, 2019c)	0,26
	Bus Diésel	BUSDIE	30725	(UPME, 2020c)	54000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	71,6	(UPME, 2019c)	0,01
	Bus GNV	BUSGNV	383800	(UPME, 2020c)	90000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	71,6	(UPME, 2019c)	0,06
Bus Eléctrico	BUSELE	363600	(UPME, 2020c)	54000	Supuesto	71,6	Supuesto	0,09	
Bus Hidrógeno	BUSHID	521968	(UPME, 2020c)	54000	Supuesto	71,6	Supuesto	0,14	
Transporte carretero de carga	Camión Gasolina	CAONGA	55164	(UPME, 2020c)	5000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	5,5	(UPME, 2019c)	2,01

	Camión Diésel	CAONDI	28530	(UPME, 2020c)	30000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	5,5	(UPME, 2019c)	0,17
	Camión GNV	CAONGN	232300	(UPME, 2020c)	40000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	5,5	(UPME, 2019c)	1,06
	Camión Eléctrico	CAONEL	90900	(UPME, 2020c)	30000	Supuesto	5,5	Supuesto	0,55
	Camión Hidrógeno	CAONHD	315928	(UPME, 2020c)	30000	Supuesto	5,5	Supuesto	1,91
	Tractocamión Gasolina	TRACGA	98759	(UPME, 2020c)	5000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	20,1	(UPME, 2019c)	0,98
	Tractocamión Diésel	TRACDI	120705	(UPME, 2020c)	77000	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	20,1	(UPME, 2019c)	0,08
	Tractocamión GNV	TRACGN	353500	(UPME, 2020c)	56800	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)	20,1	(UPME, 2019c)	0,31
	Tractocamión Eléctrico	TRACEL	372690	(UPME, 2020c)	77000	Supuesto	20,1	Supuesto	0,24
	Tractocamión Hidrógeno	TRACHD	480760	(UPME, 2020c)	77000	Supuesto	20,1	Supuesto	0,31
Demanda transporte aéreo	Avión a jet fuel	AVIDIE	88800000	(IEA-ETSAP, 2013)	116667	(IEA-ETSAP, 2013)	120	(IEA-ETSAP, 2013)	6,34
Demanda transporte marítimo	Barco a diesel	BARDIE	63825000	(IEA-ETSAP, 2013)	116667	Supuesto	120	Supuesto	4,56
Demanda transporte ferroviario	Metro eléctrico	METROE	2717500000	(Portafolio, 2006)	52000000	(UPME, 2019c)	720	(UPME, 2019c)	0,07

Tabla E8. Costos de capital del sector transporte 2020-2050

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Automóvil Gasolina	AUTOGA	USD/km*pax	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	
Automóvil Diésel	AUTODI	USD/km*pax	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	
Automóvil GNV	AUTOGN	USD/km*pax	3,02	2,86	2,71	2,57	2,43	2,30	2,18	2,07	1,96	1,85	1,76	1,66	1,58	1,49	1,41	1,34	1,27	1,20	1,14	1,08	1,02	0,97	0,92	0,87	0,82	0,78	0,74	0,70	0,66	0,63	0,59
Automóvil Eléctrico	AUTOEL	USD/km*pax	3,18	3,01	2,84	2,69	2,54	2,40	2,27	2,15	2,03	1,92	1,81	1,71	1,62	1,53	1,45	1,37	1,29	1,22	1,15	1,09	1,03	0,97	0,92	0,87	0,82	0,78	0,74	0,69	0,66	0,62	0,59

Tecnología con gas natural	TECGAS	USD/kW	137	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con leña	TECLEN	USD/kW	791	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con diesel	TECDIE	USD/kW	229	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con electricidad	TECELE	USD/kW	850	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	USD/kW	229	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con gasolina	TECGAL	USD/kW	229	(de Vos et al., 2018)

E.3. Parámetros de costos fijos

Todos los costos fueron llevados a dólares en 2020 usando la tasa de inflación de Estados Unidos proporcionada mediante usinflationcalculator.com.

E.3.1. Fuentes de energía primaria

El valor es cero para todas las tecnologías en esta categoría. Todo el costo de extracción es asumido en el costo variable.

E.3.2. Importaciones

El valor es cero para todas las tecnologías en esta categoría. Solo se tiene en cuenta el costo variable de importación para cada energético.

E.3.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Para las tecnologías renovables y de CCS se han implementado los datos de tasa de aprendizaje de (Tsiropoulos et al., 2018) y (Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014). Para proyectar los costos a 2050. Para las demás tecnologías se considera el costo constante.

Tabla E9. Costos fijos de las tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Térmica carbón ^a	TERCAR	USD/TJ	1287	(EIA, 2020)	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	1287	
Térmica carbón + CCS ^a	TCACCS	USD/TJ	1888	(EIA, 2020)	1880	1873	1865	1857	1850	1842	1834	1827	1819	1812	1805	1797	1790	1782	1775	1768	1761	1753	1746	1739	1732	1725	1718	1711	1704	1697	1690	1683	1676	1669
Térmica a gas natural	TERGAS	USD/TJ	447	(EIA, 2020)	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	USD/TJ	875	(EIA, 2020)	872	868	864	861	857	854	850	847	843	840	837	833	830	826	823	820	816	813	809	806	803	800	796	793	790	787	783	780	777	774
Térmica biomasa (leña) ^a	TERLEN	USD/TJ	3987	(EIA, 2020)	3975	3963	3952	3941	3929	3918	3906	3895	3884	3872	3861	3850	3839	3828	3817	3806	3795	3784	3773	3762	3751	3740	3729	3718	3707	3697	3686	3675	3665	3654
Térmica biomasa (leña) + CCS ^a	TLECCS	USD/TJ	4588	Estimado a partir de (EIA, 2020)	4569	4550	4532	4513	4494	4476	4458	4439	4421	4403	4385	4367	4349	4331	4314	4296	4278	4261	4243	4226	4209	4191	4174	4157	4140	4123	4106	4089	4072	4056
Térmica biomasa (residuos) ^a	TERRAF	USD/TJ	3987	(EIA, 2020)	3975	3963	3952	3941	3929	3918	3906	3895	3884	3872	3861	3850	3839	3828	3817	3806	3795	3784	3773	3762	3751	3740	3729	3718	3707	3697	3686	3675	3665	3654

Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	USD/TJ	4588	Estimado a partir de (EIA, 2020)	4569	4550	4532	4513	4494	4476	4458	4439	4421	4403	4385	4367	4349	4331	4314	4296	4278	4261	4243	4226	4209	4191	4174	4157	4140	4123	4106	4089	4072	4056
Planta de biogas (electricidad)	BIOGAS	USD/TJ	1760	(de Moura et al., 2018)	1755	1749	1744	1739	1734	1728	1723	1718	1713	1708	1703	1698	1692	1687	1682	1677	1672	1667	1662	1657	1652	1647	1642	1637	1633	1628	1623	1618	1613	1608
Hidroeléctrica de embalse	HIDEMB	USD/TJ	610	(Tsiropoulos et al., 2018)	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
Hidroeléctrica de filo de agua	HIDFIL	USD/TJ	523	(Tsiropoulos et al., 2018)	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523
Planta geotérmica	PLAGEO	USD/TJ	4076	(EIA, 2020)	4060	4045	4030	4014	3999	3984	3969	3954	3939	3924	3909	3894	3879	3864	3850	3835	3821	3806	3792	3777	3763	3748	3734	3720	3706	3692	3678	3664	3650	3636
Planta nuclear	PLNUCL	USD/TJ	3012	(EIA, 2020)	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012	3012
Planta fotovoltaica	PFOTOV	USD/TJ	484	(EIA, 2020)	476	468	460	452	445	437	430	423	416	409	402	396	389	383	376	370	364	358	352	346	340	335	329	324	318	313	308	303	298	293
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	USD/TJ	992	(EIA, 2020)	975	959	943	927	912	897	882	867	853	839	825	811	798	784	771	759	746	734	721	709	698	686	675	664	652	642	631	621	610	600
Planta CSP + batería	PCSPBA	USD/TJ	2708	(EIA, 2020)	2681	2655	2628	2602	2577	2551	2526	2501	2476	2452	2427	2403	2379	2356	2333	2309	2287	2264	2242	2219	2197	2176	2154	2133	2112	2091	2070	2050	2029	2009
Planta eólica onshore	PEOLON	USD/TJ	835	(EIA, 2020)	833	830	827	825	822	819	817	814	811	809	806	804	801	799	796	793	791	788	786	783	781	778	776	773	771	768	766	764	761	759
Planta eólica onshore + batería	PEONBA	USD/TJ	1622	(EIA, 2020)	1616	1611	1606	1601	1596	1591	1586	1581	1576	1570	1565	1560	1555	1550	1546	1541	1536	1531	1526	1521	1516	1511	1506	1502	1497	1492	1487	1482	1478	1473
Planta eólica offshore	PEOLOF	USD/TJ	3488	(EIA, 2020)	3474	3460	3445	3431	3417	3403	3389	3375	3361	3348	3334	3320	3307	3293	3280	3266	3253	3239	3226	3213	3200	3187	3174	3161	3148	3135	3122	3109	3096	3084
Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	USD/TJ	4258	(EIA, 2020)	4241	4223	4206	4189	4171	4154	4137	4120	4103	4087	4070	4053	4037	4020	4004	3987	3971	3954	3938	3922	3906	3890	3874	3858	3842	3827	3811	3795	3780	3764
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	USD/TJ	1570	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570

E.3.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Tabla 10. Costos fijos de las tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
------------	------	--------	------	--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Microred	MICRED	USD/TJ	2740	(Cannone & Allington, 2021)	2695	2651	2607	2564	2522	2481	2440	2400	2361	2322	2284	2247	2210	2174	2138	2103	2068	2034	2001	1968	1936	1904	1873	1842	1812	1782	1753	1724	1696	1668
Solución fotovoltaica individual	SFOTIN	USD/TJ	767	(Tsiropoulos et al., 2018)	755	742	730	718	706	695	683	672	661	650	640	629	619	609	599	589	579	570	560	551	542	533	525	516	508	499	491	483	475	467
Planta diesel pequeña	PLDIEP	USD/TJ	729	(Cannone & Allington, 2021)	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729	729

E.3.5. Transmisión y distribución

Los costos fijos son cero para las tecnologías de esta categoría (de Moura et al., 2018).

E.3.6. Otras tecnologías de conversión

Los costos fijos de las tecnologías de hidrógeno son proyectados utilizando las tasas de aprendizaje de (de Vos et al., 2018). Los costos de las demás tecnologías se mantienen constantes.

Tabla E10. Costos fijos de otras tecnologías de conversión

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Refinería	REFINE	USD/TJ	601	(IEA-ETSAP, 2013)	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601
Planta de GLP	PLAGLP	USD/TJ	270	(IEA-ETSAP, 2013)	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Destilería	DESTIL	USD/TJ	2832	(Lap et al., 2019)	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832	2832
Planta de biodiesel	PLBDIE	USD/TJ	717	(Lap et al., 2019)	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717
Reformador de metano	REFMET	USD/TJ	824	(de Vos et al., 2018)	819	813	808	803	797	792	787	781	776	771	766	761	755	750	745	740	735	730	726	721	716	711	706	702	697	692	688	683	678	674
Reformador de metano + CCS	METCCS	USD/TJ	1364	(de Vos et al., 2018)	1358	1353	1348	1342	1337	1332	1327	1322	1316	1311	1306	1301	1296	1291	1286	1281	1276	1271	1266	1261	1256	1251	1246	1241	1237	1232	1227	1222	1217	1213
Electrolizador	ELECTR	USD/TJ	1871	(de Vos et al., 2018)	1774	1683	1596	1514	1435	1361	1291	1225	1161	1101	1045	991	940	891	845	802	760	721	684	648	615	583	553	525	498	472	448	424	403	382
Planta de regasificación	PLAREG	USD/TJ	159	(de Vos et al., 2018)	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Microred	MICRED	USD/TJ	2740	(Cannone & Allington, 2021)	2695	2651	2607	2564	2522	2481	2440	2400	2361	2322	2284	2247	2210	2174	2138	2103	2068	2034	2001	1968	1936	1904	1873	1842	1812	1782	1753	1724	1696	1668

E.3.8. Tecnologías de demanda sector residencial

No se considera ningún costo fijo para las tecnologías de esta categoría.

E.3.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Los costos fijos de las tecnologías de transporte carretero son calculados sobre los costos de capital utilizando los porcentajes de (Younis et al., 2020). Para las demás tecnologías se asume un costo de 3% sobre el costo de capital.

Tabla E12. *Costos fijos de las tecnologías de demanda del sector transporte*

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050		
Automóvil Gasolina	AUTOG A	USD/Mkm*pa	17956	Calculado	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	17956	
Automóvil Diésel	AUTODI	USD/Mkm*pa	19057	Calculado	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	19057	
Automóvil GNV	AUTOG N	USD/Mkm*pa	90552	Calculado	84930	80455	76215	72198	68393	64789	61375	58140	55076	52174	49424	46819	44352	42015	39800	37703	35716	33834	32051	30362	28762	27246	25810	24450	23161	21941	20784	19689	18652	17669		
Automóvil Eléctrico	AUTOEL	USD/Mkm*pa	31830	Calculado	29788	28156	26613	25154	23776	22473	21242	20077	18977	17937	16954	16025	15147	14317	13532	12791	12090	11427	10801	10209	9650	9121	8621	8149	7702	7280	6881	6504	6148	5811		
Automóvil Híbrido	AUTOH B	USD/Mkm*pa	26663	Calculado	25116	23895	22734	21629	20578	19578	18626	17721	16860	16040	15261	14519	13814	13142	12503	11896	11318	10768	10244	9746	9273	8822	8393	7985	7597	7228	6877	6543	6225	5922		
Automóvil Hidrógeno	AUTOH D	USD/Mkm*pa	34890	Calculado	31291	28343	25673	23255	21064	19080	17282	15654	14180	12844	11634	10538	95458	86466	78321	70943	64260	58207	52724	47757	43258	39183	35492	32149	29120	26377	23893	21642	19603	17757		
Camioneta Gasolina	CAMIG A	USD/Mkm*pa	75750	Calculado	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	75750	
Camioneta Diésel	CAMIDI	USD/Mkm*pa	58550	Calculado	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550	58550
Camioneta GNV	CAMIG N	USD/Mkm*pa	25763	Calculado	24280	23110	21996	20936	19927	18966	18052	17182	16354	15565	14815	14101	13421	12774	12159	11573	11015	10484	99789	94979	90401	86044	81896	77949	74192	70616	67212	63973	60889	57954		
Camioneta Eléctrico	CAMIEL	USD/Mkm*pa	54829	Calculado	52451	50678	48965	47310	45711	44166	42673	41231	39837	38491	37190	35933	34718	33545	32411	31315	30257	29234	28246	27291	26369	25478	24617	23785	22981	22204	21453	20728	20028	19351		
Camioneta Híbrido	CAMIHB	USD/Mkm*pa	11223	Calculado	10482	98890	93292	88012	83031	78331	73898	69715	65769	62047	58535	55222	52096	49147	46366	43741	41266	38930	36727	34648	32687	30837	29091	27445	25891	24426	23043	21739	20509	19348		
Camioneta Hidrógeno	CAMIH D	USD/Mkm*pa	44151	Calculado	40868	38207	35720	33395	31221	29188	27288	25512	23851	22298	20846	19489	18220	17034	15925	14889	13919	13013	12166	11374	10633	99416	92944	86893	81237	75948	71004	66382	62060	58020		

E.3.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Los costos se mantienen constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E13. *Costos fijos de las tecnologías de demanda de otros sectores*

Tecnología	Codificación	Unidad	Costo fijo	Fuente
Tecnología con gas natural	TECGAS	USD/TJ	42	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con leña	TECLEN	USD/TJ	45	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con diesel	TECDIE	USD/TJ	45	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con electricidad	TECELE	USD/TJ	38	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	USD/TJ	45	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con gasolina	TECGAL	USD/TJ	45	(de Vos et al., 2018)

E.4. Parámetros de costos variables

Todos los costos fueron llevados a dólares en 2020 usando la tasa de inflación de Estados Unidos proporcionada mediante usinflationcalculator.com. Estos costos variables no incluyen el costo de los energéticos de entrada que son contabilizados en las tecnologías de fuentes primarias e importaciones.

E.4.1. Fuentes de energía primaria

Los costos variables de fuentes primarias se corresponden con los costos promedio de producción doméstica para el suministro interno. Los costos de fuentes renovables (sol, agua, viento, geotermia) se asumen iguales a cero dado que son fuerzas de la naturaleza disponibles sin costo. Los valores se mantienen constantes dentro del horizonte de modelado.

Tabla E14. *Costos variables de las fuentes de energía primaria*

Tecnología	Codificación	Unidad	Costo variable	Fuente
Extracción de carbón	EXTCAR	USD/ton	37	(Resolución UPME, 2020)
Extracción de petróleo	EXTPET	USD/barril	17,87	(ACP, 2018)
Extracción de gas natural	EXTGAS	USD/GJ	4,2	(Younis et al., 2020)
Producción de bagazo	EXTBAG	USD/GJ	2,55	(IEA-ETSAP, 2013)
Producción de caña de azúcar (para bioetanol)	EXTCAN	USD/GJ	5,7	(Younis et al., 2020)
Producción de aceite de palma (para biodiesel)	EXTACE	USD/GJ	10,5	(Younis et al., 2020)
Producción de leña	EXTLEN	USD/GJ	3,66	(IEA-ETSAP, 2013)
Producción de otros residuos agrícolas y forestales	EXTRAF	USD/GJ	1,7	(Younis et al., 2020)
Producción de residuos sólidos	EXTRES	USD/GJ	0	(Jones et al., 2009)
Recursos hídricos - embalse	EXTHIE	USD/PJ	0	Supuesto
Recursos hídricos - filo de agua	EXTHIF	USD/PJ	0	Supuesto
Recursos geotérmicos	EXTGEO	USD/PJ	0	Supuesto
Recursos nucleares	EXTNUC	USD/kg	525	(Carlson et al., 2020)

Recursos solares fotovoltaicos	EXTSOL	USD/PJ	0	Supuesto
Recursos termosolares	EXTTSO	USD/PJ	0	Supuesto
Recursos eólicos onshore	EXTEON	USD/PJ	0	Supuesto
Recursos eólicos offshore	EXTEOF	USD/PJ	0	Supuesto

E.4.2. Importaciones

Los costos de las importaciones son asignados de acuerdo con el escenario de análisis.

Tabla E15. *Costos variables de importación escenario caso base*

Tecnología	Codificación	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Importación de petróleo	IMPPET	USD/bl	46,3	46,3	43,6	46,0	49,7	52,4	54,9	57,2	59,2	61,1	62,9	64,5	66,1	67,5	68,6	69,4	70,4	75,8	77,8	79,9	82,0	84,0	86,1	88,2	90,2	92,3	94,4	96,4	98,5	100,6	102,7
Importación de gas natural	IMPGAS	USD/Mbtu	6,9	6,9	6,8	6,7	6,3	6,3	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6	7,6	7,8	8,0	8,1	8,2	8,3	8,5	8,6	8,7	8,8	9,0	9,1	9,2	9,3	9,5
Importación GLP	IMPGLP	USD/Mbtu	9,3	9,3	8,7	8,7	8,8	9,0	9,3	9,4	9,7	9,9	10,1	10,3	10,4	10,6	10,7	10,8	10,9	11,2	11,4	11,6	11,7	11,9	12,1	12,3	12,5	12,7	12,8	13,0	13,2	13,4	13,6
Importación de diesel	IMPDIE	USD/Mbtu	10,1	10,1	9,8	9,8	10,1	10,3	10,5	10,6	10,8	10,9	11,1	11,3	11,4	11,5	11,6	11,7	11,7	11,9	12,0	12,1	12,3	12,4	12,5	12,6	12,8	12,9	13,0	13,2	13,3	13,4	13,6
Importación de gasolina	IMPGAL	USD/Mbtu	10,5	10,5	9,8	10,0	10,1	10,2	10,3	10,4	10,6	10,9	11,2	11,5	11,6	11,8	11,9	12,0	12,2	12,4	12,6	12,8	13,0	13,1	13,3	13,5	13,7	13,9	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8
Importación de keroseno y jet fuel	IMPJET	USD/Mbtu	11,8	11,8	11,1	11,8	12,9	13,7	14,2	14,7	15,1	15,5	15,8	16,2	16,5	16,8	17,0	17,2	17,3	17,9	18,2	18,6	18,9	19,2	19,5	19,8	20,1	20,4	20,8	21,1	21,4	21,7	22,0
Importación de Fuel Oil	IMPFOI	USD/Mbtu	5,5	5,5	5,2	5,6	6,2	6,7	7,0	7,3	7,5	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,3	8,4	8,4	8,7	8,8	9,0	9,1	9,2	9,4	9,5	9,6	9,8	9,9	10,0	10,2	10,3	10,4

Tabla E16. *Costos variables de importación escenario caso SSP1*

Tecnología	Codificación	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Importación de petróleo	IMPPET	USD/bl	46,3	46,3	43,1	44,0	46,1	47,4	46,4	47,0	49,3	51,3	54,2	55,5	56,5	58,1	59,9	59,7	60,5	63,1	64,5	65,9	67,3	68,7	70,1	71,5	72,9	74,3	75,7	77,1	78,5	79,9	81,4
Importación de gas natural	IMPGAS	USD/Mbtu	6,9	6,9	6,5	6,0	5,3	5,1	5,1	5,4	5,5	5,7	5,9	6,0	6,0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6	7,7
Importación GLP	IMPGLP	USD/Mbtu	9,3	9,2	8,6	8,3	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,3	8,5	8,7	8,8	8,9	9,0	9,0	9,1	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6
Importación de diesel	IMPDIE	USD/Mbtu	10,1	8,1	7,8	7,7	7,7	7,7	7,8	7,9	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,5	8,5	8,4	8,7	8,8	8,9	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7
Importación de gasolina	IMPGAL	USD/Mbtu	10,5	10,5	10,0	10,3	10,5	10,6	10,8	11,1	11,2	11,4	11,5	12,2	12,3	12,6	12,8	12,9	13,0	13,1	13,3	13,5	13,8	14,0	14,2	14,4	14,7	14,9	15,1	15,3	15,6	15,8	16,0

Importación de keroseno y jet fuel	IMPJET	USD/Mbtu	11,8	11,8	11,0	11,3	12,0	12,3	12,7	13,3	13,4	13,8	14,2	14,4	14,7	15,0	15,1	15,0	15,0	16,0	16,3	16,6	16,9	17,2	17,5	17,8	18,1	18,4	18,7	19,0	19,3	19,6	19,9
Importación de Fuel Oil	IMPFOI	USD/Mbtu	5,5	5,5	5,2	5,4	5,9	6,1	6,4	6,7	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,3	7,3	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8

Tabla E17. Costos variables de importación escenario caso SSP2

Tecnología	Codificación	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Importación de petróleo	IMPJET	USD/bl	46,3	46,3	43,6	46,0	49,1	51,5	52,4	54,3	56,6	58,6	61,3	63,1	64,7	66,8	68,9	69,4	70,2	74,7	76,7	78,8	80,8	82,9	84,9	87,0	89,0	91,1	93,1	95,2	97,2	99,3	101,3
Importación de gas natural	IMPJET	USD/Mbtu	7,0	7,0	7,1	7,1	6,8	6,8	7,1	7,5	7,6	7,9	8,1	8,3	8,5	8,6	8,8	8,8	8,9	9,3	9,5	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,8	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7
Importación GLP	IMPGLP	USD/Mbtu	9,3	9,2	8,8	8,7	8,7	8,9	9,0	9,2	9,4	9,6	9,8	10,1	10,3	10,5	10,6	10,7	10,8	11,2	11,4	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,6	12,8	12,9	13,1	13,3	13,5	13,7
Importación de diesel	IMPDIIE	USD/Mbtu	10,6	9,6	9,4	9,3	9,5	9,6	9,8	10,0	10,1	10,4	10,4	10,7	10,8	11,1	11,2	11,2	11,2	11,6	11,7	11,9	12,0	12,2	12,4	12,5	12,7	12,8	13,0	13,2	13,3	13,5	13,6
Importación de gasolina	IMPJET	USD/Mbtu	10,5	10,5	10,0	10,3	10,5	10,6	10,8	11,1	11,2	11,4	11,5	12,2	12,3	12,6	12,8	12,9	13,0	13,1	13,4	13,6	13,8	14,0	14,3	14,5	14,7	15,0	15,2	15,4	15,6	15,9	16,1
Importación de keroseno y jet fuel	IMPJET	USD/Mbtu	11,8	11,8	11,1	11,6	12,5	13,1	13,7	14,3	14,6	15,1	15,4	15,9	16,3	16,7	17,1	17,1	17,2	18,3	18,7	19,2	19,6	20,1	20,5	20,9	21,4	21,8	22,3	22,7	23,2	23,6	24,1
Importación de Fuel Oil	IMPFOI	USD/Mbtu	5,5	5,5	5,3	5,6	6,1	6,5	6,8	7,1	7,3	7,4	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,2	8,3	8,6	8,7	8,9	9,0	9,1	9,3	9,4	9,6	9,7	9,9	10,0	10,1	10,3	10,4

Tabla E18. Costos variables de importación escenario caso SSP3

Tecnología	Codificación	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Importación de petróleo	IMPJET	USD/bl	46,3	46,3	44,1	47,9	52,2	55,6	58,4	61,6	63,8	65,8	68,3	70,8	72,9	75,5	77,9	79,0	79,8	86,3	89,0	91,6	94,3	97,0	99,7	102,4	105,1	107,8	110,5	113,2	115,9	118,6	121,3
Importación de gas natural	IMPJET	USD/Mbtu	7,1	7,1	7,8	8,3	8,2	8,5	9,1	9,6	9,8	10,1	10,4	10,7	10,9	11,2	11,4	11,5	11,7	12,1	12,4	12,7	12,9	13,2	13,5	13,8	14,0	14,3	14,6	14,9	15,1	15,4	15,7
Importación GLP	IMPGLP	USD/Mbtu	9,3	9,3	9,0	9,1	9,3	9,6	10,0	10,3	10,6	10,9	11,1	11,5	11,7	12,0	12,3	12,4	12,6	13,1	13,4	13,7	14,0	14,3	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	15,9	16,2	16,5	16,8
Importación de diesel	IMPDIIE	USD/Mbtu	11,1	11,1	10,9	10,9	11,2	11,5	11,8	12,1	12,3	12,6	12,6	13,1	13,3	13,6	13,8	13,9	13,9	14,4	14,7	14,9	15,2	15,4	15,6	15,9	16,1	16,4	16,6	16,9	17,1	17,3	17,6
Importación de gasolina	IMPJET	USD/Mbtu	10,5	10,5	10,0	10,3	10,5	10,6	10,8	11,1	11,2	11,4	11,5	12,2	12,3	12,6	12,8	12,9	13,0	13,2	13,4	13,6	13,9	14,1	14,3	14,6	14,8	15,0	15,2	15,5	15,7	15,9	16,2
Importación de keroseno y jet fuel	IMPJET	USD/Mbtu	11,8	11,8	11,2	11,9	13,0	13,9	14,7	15,4	15,8	16,3	16,7	17,3	17,8	18,4	19,0	19,2	19,4	20,6	21,2	21,8	22,4	22,9	23,5	24,1	24,7	25,3	25,8	26,4	27,0	27,6	28,2
Importación de Fuel Oil	IMPFOI	USD/Mbtu	5,5	5,5	5,3	5,7	6,4	6,8	7,3	7,6	7,8	8,0	8,2	8,4	8,6	8,9	9,0	9,0	9,3	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9	12,1

E.4.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Los costos variables se consideran constantes para el período de modelado.

Tabla E19. *Costos variables de las tecnologías de generación eléctrica (SIN)*

Tecnología	Codificación	Unidad	Costo variable	Fuente
Térmica a carbón	TERCAR	USD/MWh	4,5	(EIA, 2020)
Térmica a carbón + CCS	TCACCS	USD/MWh	10,98	(EIA, 2020)
Térmica a gas natural	TERGAS	USD/MWh	2,55	(EIA, 2020)
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	USD/MWh	5,84	(EIA, 2020)
Térmica a biomasa (leña)	TERLEN	USD/MWh	4,83	(EIA, 2020)
Térmica a biomasa (leña) + CCS	TLECCS	USD/MWh	11,31	Estimado a partir de (EIA, 2020)
Térmica a biomasa (residuos)	TERRAF	USD/MWh	4,83	(EIA, 2020)
Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	USD/MWh	11,31	Estimado a partir de (EIA, 2020)
Planta de biogas (electricidad)	BIOGAS	USD/MWh	7,19	(de Moura et al., 2018)
Hidroeléctrica de embalse	HIDEMB	USD/MWh	0	(Tsiropoulos et al., 2018)
Hidroeléctrica de filo de agua	HIDFIL	USD/MWh	0	(Tsiropoulos et al., 2018)
Planta geotérmica	PLAGEO	USD/MWh	1,16	(EIA, 2020)
Planta nuclear	PLNUCL	USD/MWh	3	(EIA, 2020)
Planta fotovoltaica	PFOTOV	USD/MWh	0	(EIA, 2020)
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	USD/MWh	0	(EIA, 2020)
Planta CSP + batería	PCSPBA	USD/MWh	0	(EIA, 2020)
Planta eólica onshore	PEOLON	USD/MWh	0	(EIA, 2020)
Planta eólica onshore + batería	PEONBA	USD/MWh	0	(EIA, 2020)
Planta eólica offshore	PEOLOF	USD/MWh	0	(EIA, 2020)

Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	USD/MWh	0	(EIA, 2020)
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	USD/MWh	0	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)

E.4.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

El costo variable es cero para todas las tecnologías en esta categoría.

E.4.5. Transmisión y distribución

El costo variable es cero para todas las tecnologías en esta categoría (de Moura et al., 2018).

E.4.6. Otras tecnologías de conversión

Los costos de las tecnologías convencionales son consideradas constantes durante el horizonte de modelado. Para las tecnologías de hidrógeno, se usaron las tasas de aprendizaje de (de Vos et al., 2018).

Tabla E20. Costos variables de otras tecnologías de conversión

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	Fuente	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Refinería	REFINE	USD/GJ	0,72	(Cannone & Allington, 2021)	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Planta de GLP	PLAGLP	USD/GJ	0,67	(IEA-ETSAP, 2013)	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Destilería	DESTIL	USD/MWh	0	Supuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Planta de biodiesel	PLBDIE	USD/MWh	0	Supuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reformador de metano	REFMET	USD/MWh	2,8	(Ramsden et al., 2009)	2,78	2,76	2,74	2,73	2,71	2,69	2,67	2,65	2,64	2,62	2,60	2,58	2,57	2,55	2,53	2,51	2,50	2,48	2,46	2,45	2,43	2,42	2,40	2,38	2,37	2,35	2,34	2,32	2,30	2,29
Reformador de metano + CCS	METCCS	USD/MWh	6	(Ramsden et al., 2009)	5,98	5,95	5,93	5,91	5,88	5,86	5,84	5,82	5,79	5,77	5,75	5,73	5,70	5,68	5,66	5,64	5,61	5,59	5,57	5,55	5,53	5,51	5,48	5,46	5,44	5,42	5,40	5,38	5,36	5,34
Electrolizador	ELECTR	USD/MWh	2	(Ramsden et al., 2009)	1,90	1,80	1,71	1,62	1,53	1,46	1,38	1,31	1,24	1,18	1,12	1,06	1,00	0,95	0,90	0,86	0,81	0,77	0,73	0,69	0,66	0,62	0,59	0,56	0,53	0,50	0,48	0,45	0,43	0,41

Planta de regasificación	PLAREG	USD/MWh	0	(de Vos et al., 2018)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
--------------------------	--------	---------	---	-----------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

E.4.7. Tecnologías de demanda sector industria

Los costos se mantienen constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E21. Costos variables de las tecnologías de demanda del sector industria

Tecnología	Codificació	Unidad	Costo variable	Fuente
Tecnología Alimentos y bebidas - Bagazo	TALBAG	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Carbón	TALCAR	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Gas Natural	TALGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Electricidad	TALELE	USD/MWh	0,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas- Hidrógeno	TALHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Minerales NM - Carbón	TMICAR	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM - Gas Natural	TMIGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM -Hidrógeno	TMIHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Gas Natural	TREGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Hidrógeno	TREHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Papel y cartón - Carbón	TPCCAR	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Gas Natural	TPCGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)

Tecnología Papel y cartón - Electricidad	TPCELE	USD/MWh	0,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Hidrógeno	TPCHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Gas Natural	TMBGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Hidrógeno	TMBHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Productos Químicos - Bagazo	TPQBAG	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Carbón	TPQCAR	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Gas Natural	TPQGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Electricidad	TPQELE	USD/MWh	0,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Hidrógeno	TPQHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Otros sectores - Carbón	TOSCAR	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Gas Natural	TOSGAS	USD/MWh	0,48	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Electricidad	TOSELE	USD/MWh	0,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Hidrógeno	TOSHID	USD/MWh	0	(Element Energy and Jacobs, 2018)

E.4.8. Tecnologías de demanda sector residencial

Los costos de esta categoría son iguales a cero, considerando que no hay costos adicionales a la electricidad o gas natural necesarios para que las tecnologías funcionen.

E.4.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Los costos de esta categoría son iguales a cero, considerando que no hay costos adicionales a los energéticos necesarios para que las tecnologías funcionen.

E.4.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Los costos se mantienen constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E22. Costos variables de las tecnologías de demanda de otros sectores

Tecnología	Codificación	Unidad	Costo variable	Fuente
Tecnología con gas natural	TECGAS	USD/MWh	0,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con leña	TECLEN	USD/MWh	1,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con diesel	TECDIE	USD/MWh	0,58	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con electricidad	TECELE	USD/MWh	0,55	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	USD/MWh	0,58	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con gasolina	TECGAL	USD/MWh	0,58	(de Vos et al., 2018)

E.4. Parámetros de demanda

Las demandas son proyectadas de acuerdo con el escenario de análisis. Las demandas base de 2020 son obtenidas del BECO 2020. En el caso del sector residencial, se utilizó la proporción de intensidad energética de los hogares urbanos y rurales (MJ/hogar) expuesta por (Vito & Universidad de los Andes, 2020), y se realizó la distribución de energía para cada uno de los usos finales. En relación a la demanda de las ZNI, la demanda en 2020 es estimada en 446508 MWh/año a partir de datos de (UPME, 2019b) y (IPSE - CNM, 2022).

Tabla E23. Demandas escenario caso base (PJ)

Categoría	Demanda	Codificación	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Demanda Industria	Demanda sector alimentos	DALIME	64,60	66,15	67,74	69,36	71,03	72,73	74,48	76,26	78,09	79,97	81,89	83,85	85,87	87,93	90,04	92,20	94,41	96,68	99,00	101,37	103,80	106,30	108,85	111,46	114,13	116,87	119,68	122,55	125,49	128,50	131,59
	Demanda sector minerales no metálicos	DMINER	28,93	29,63	30,34	31,07	31,81	32,57	33,36	34,16	34,98	35,82	36,68	37,56	38,46	39,38	40,33	41,29	42,28	43,30	44,34	45,40	46,49	47,61	48,75	49,92	51,12	52,35	53,60	54,89	56,21	57,55	58,94
	Demanda sector coquización y refinerías	DREFIN	23,78	24,35	24,93	25,53	26,14	26,77	27,41	28,07	28,74	29,43	30,14	30,86	31,61	32,36	33,14	33,94	34,75	35,58	36,44	37,31	38,21	39,13	40,06	41,03	42,01	43,02	44,05	45,11	46,19	47,30	48,43
	Demanda sector papel y cartón	DPAPEL	17,76	18,19	18,62	19,07	19,53	20,00	20,48	20,97	21,47	21,99	22,52	23,06	23,61	24,18	24,76	25,35	25,96	26,58	27,22	27,87	28,54	29,23	29,93	30,65	31,38	32,14	32,91	33,70	34,51	35,33	36,18
	Demanda sector metalúrgicos básicos	DMETAL	10,42	10,67	10,93	11,19	11,46	11,74	12,02	12,31	12,60	12,90	13,21	13,53	13,86	14,19	14,53	14,88	15,23	15,60	15,97	16,36	16,75	17,15	17,56	17,99	18,42	18,86	19,31	19,78	20,25	20,74	21,23
	Demanda sector productos químicos	DQUIMI	12,64	12,94	13,26	13,57	13,90	14,23	14,57	14,92	15,28	15,65	16,02	16,41	16,80	17,21	17,62	18,04	18,47	18,92	19,37	19,84	20,31	20,80	21,30	21,81	22,33	22,87	23,42	23,98	24,56	25,15	25,75
	Demanda sector otras industrias	DOTIND	18,20	18,64	19,09	19,55	20,02	20,50	20,99	21,49	22,01	22,54	23,08	23,63	24,20	24,78	25,37	25,98	26,61	27,24	27,90	28,57	29,25	29,95	30,67	31,41	32,16	32,94	33,73	34,54	35,36	36,21	37,08
Demanda Residencial	Demanda cocción	DCOCCI	56,35	56,53	56,71	56,90	57,08	57,26	57,44	57,63	57,81	58,00	58,18	58,37	58,56	58,74	58,93	59,12	59,31	59,50	59,69	59,88	60,07	60,26	60,46	60,65	60,84	61,04	61,23	61,43	61,63	61,82	62,02

	Demanda refrigeración (neveras)	DREFRI	0,66	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,73	0,73	
	Demanda iluminación	DILUMI	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
	Demanda aire acondicionado	DAIREA	12,13	12,17	12,21	12,25	12,29	12,33	12,36	12,40	12,44	12,48	12,52	12,56	12,60	12,64	12,68	12,73	12,77	12,81	12,85	12,89	12,93	12,97	13,01	13,05	13,10	13,14	13,18	13,22	13,26	13,31	13,35	
	Demanda calentador de agua	DCALAG	22,10	22,17	22,24	22,31	22,38	22,45	22,53	22,60	22,67	22,74	22,82	22,89	22,96	23,04	23,11	23,18	23,26	23,33	23,41	23,48	23,56	23,63	23,71	23,78	23,86	23,94	24,01	24,09	24,17	24,24	24,32	
	Demanda TV	DEMDTV	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	
	Demanda lavadoras	DLAVAD	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,33	0,33
	Demanda ventiladores	DVENTI	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
	Demanda otros electrónicos	DOTELE	1,07	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,14	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16	1,17	1,17	1,17	
Demanda Transporte	Demanda transporte carretero privado	DTCAPR	141,32	141,77	142,23	142,68	143,14	143,60	144,05	144,52	144,98	145,44	145,91	146,37	146,84	147,31	147,78	148,26	148,73	149,21	149,68	150,16	150,64	151,13	151,61	152,10	152,58	153,07	153,56	154,05	154,54	155,04	155,54	
	Demanda transporte carretero público	DTCAPU	333,13	334,20	335,27	336,34	337,42	338,50	339,58	340,67	341,76	342,85	343,95	345,05	346,15	347,26	348,37	349,49	350,61	351,73	352,85	353,98	355,11	356,25	357,39	358,53	359,68	360,83	361,99	363,15	364,31	365,47	366,64	
	Demanda transporte carretero carga	DTCACR	89,62	91,77	93,97	96,23	98,54	100,90	103,33	105,81	108,34	110,95	113,61	116,33	119,13	121,99	124,91	127,91	130,98	134,12	137,34	140,64	144,02	147,47	151,01	154,64	158,35	162,15	166,04	170,02	174,10	178,28	182,56	
	Demanda transporte aéreo	DTAERE	23,10	23,17	23,25	23,32	23,40	23,47	23,55	23,62	23,70	23,77	23,85	23,93	24,00	24,08	24,16	24,23	24,31	24,39	24,47	24,55	24,62	24,70	24,78	24,86	24,94	25,02	25,10	25,18	25,26	25,34	25,42	
	Demanda transporte marítimo	DTMARI	15,68	16,06	16,44	16,84	17,24	17,65	18,08	18,51	18,96	19,41	19,88	20,35	20,84	21,34	21,85	22,38	22,92	23,47	24,03	24,61	25,20	25,80	26,42	27,05	27,70	28,37	29,05	29,75	30,46	31,19	31,94	
		Demanda transporte ferroviario	DTFERR	37,44	37,56	37,68	37,80	37,92	38,04	38,16	38,29	38,41	38,53	38,66	38,78	38,90	39,03	39,15	39,28	39,40	39,53	39,66	39,78	39,91	40,04	40,17	40,29	40,42	40,55	40,68	40,81	40,94	41,07	41,21
Otros	Demanda Otros sectores	DOTROS	169,76	173,83	178,00	182,27	186,65	191,13	195,72	200,41	205,22	210,15	215,19	220,36	225,64	231,06	236,61	242,28	248,10	254,05	260,15	266,39	272,79	279,33	286,04	292,90	299,93	307,13	314,50	322,05	329,78	337,69	345,80	
	Demanda ZNI	DEMZNI	1,61	1,87	2,12	2,38	2,64	2,90	3,16	3,41	3,67	3,93	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	

Tabla E24. Demandas escenario SSP1 (PJ)

Categoría	Demanda	Codificación	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Demanda Industria	Demanda sector alimentos	DALIME	64,60	66,86	69,20	71,62	74,13	76,72	79,41	82,19	85,06	88,04	91,12	94,31	97,61	101,03	104,56	108,22	112,01	115,93	119,99	124,19	128,54	133,04	137,69	142,51	147,50	152,66	158,00	163,53	169,26	175,18	181,31
	Demanda sector minerales no metálicos	DMINER	28,93	29,94	30,99	32,08	33,20	34,36	35,56	36,81	38,10	39,43	40,81	42,24	43,72	45,25	46,83	48,47	50,17	51,92	53,74	55,62	57,57	59,58	61,67	63,83	66,06	68,37	70,77	73,24	75,81	78,46	81,21
	Demanda sector coquización y refinarias	DREFIN	23,78	24,61	25,47	26,36	27,28	28,24	29,23	30,25	31,31	32,41	33,54	34,71	35,93	37,19	38,49	39,83	41,23	42,67	44,17	45,71	47,31	48,97	50,68	52,45	54,29	56,19	58,16	60,19	62,30	64,48	66,74
	Demanda sector papel y cartón	DPAPEL	17,76	18,38	19,03	19,69	20,38	21,10	21,83	22,60	23,39	24,21	25,06	25,93	26,84	27,78	28,75	29,76	30,80	31,88	32,99	34,15	35,34	36,58	37,86	39,19	40,56	41,98	43,45	44,97	46,54	48,17	49,85
	Demanda sector metalúrgicos básicos	DMETAL	10,42	10,79	11,17	11,56	11,96	12,38	12,81	13,26	13,73	14,21	14,70	15,22	15,75	16,30	16,87	17,46	18,08	18,71	19,36	20,04	20,74	21,47	22,22	23,00	23,80	24,63	25,50	26,39	27,31	28,27	29,26

	Demanda sector productos químicos	DQUIMI	12,64	13,08	13,54	14,02	14,51	15,01	15,54	16,08	16,65	17,23	17,83	18,46	19,10	19,77	20,46	21,18	21,92	22,69	23,48	24,30	25,15	26,03	26,94	27,89	28,86	29,87	30,92	32,00	33,12	34,28	35,48		
	Demanda sector otras industrias	DOTIND	18,20	18,84	19,50	20,18	20,89	21,62	22,38	23,16	23,97	24,81	25,68	26,58	27,51	28,47	29,47	30,50	31,57	32,67	33,81	35,00	36,22	37,49	38,80	40,16	41,57	43,02	44,53	46,08	47,70	49,37	51,09		
Demanda Residencial	Demanda cocción	DCOCCI	56,35	56,49	56,64	56,78	56,92	57,06	57,20	57,35	57,49	57,63	57,78	57,92	58,07	58,21	58,36	58,50	58,65	58,80	58,94	59,09	59,24	59,39	59,54	59,68	59,83	59,98	60,13	60,28	60,43	60,58	60,74		
	Demanda refrigeración (neveras)	DREFRI	0,66	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71		
	Demanda iluminación	DILUMI	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04		
	Demanda aire acondicionado	DAIREA	12,13	12,16	12,19	12,22	12,25	12,28	12,31	12,34	12,37	12,41	12,44	12,47	12,50	12,53	12,56	12,59	12,62	12,66	12,69	12,72	12,75	12,78	12,81	12,85	12,88	12,91	12,94	12,98	13,01	13,04	13,07		
	Demanda calentador de agua	DCALAG	22,10	22,15	22,21	22,27	22,32	22,38	22,43	22,49	22,54	22,60	22,66	22,71	22,77	22,83	22,89	22,94	23,00	23,06	23,11	23,17	23,23	23,29	23,35	23,41	23,46	23,52	23,58	23,64	23,70	23,76	23,82		
	Demanda TV	DEMDTV	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	
	Demanda lavadoras	DLAVAD	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32
	Demanda ventiladores	DVENTI	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19		
	Demanda otros electrónicos	DOTELE	1,07	1,07	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10	1,10	1,11	1,11	1,11	1,12	1,12	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,14	1,14	1,14	1,14	1,15	1,15		
	Demanda Transporte	Demanda transporte carretero privado	DTCAPR	141,32	141,67	142,03	142,38	142,74	143,10	143,45	143,81	144,17	144,53	144,89	145,25	145,62	145,98	146,35	146,71	147,08	147,45	147,82	148,19	148,56	148,93	149,30	149,67	150,05	150,42	150,80	151,18	151,55	151,93	152,31	
Demanda transporte carretero público		DTCAPU	333,13	333,97	334,80	335,64	336,48	337,32	338,16	339,01	339,85	340,70	341,56	342,41	343,27	344,12	344,98	345,85	346,71	347,58	348,45	349,32	350,19	351,07	351,94	352,82	353,71	354,59	355,48	356,37	357,26	358,15	359,05		
Demanda transporte carretero carga		DTCACR	89,62	92,76	96,00	99,36	102,84	106,44	110,17	114,02	118,01	122,14	126,42	130,84	135,42	140,16	145,07	150,15	155,40	160,84	166,47	172,30	178,33	184,57	191,03	197,71	204,63	211,80	219,21	226,88	234,82	243,04	251,55		
Demanda transporte aéreo		DTAERE	23,10	23,16	23,22	23,27	23,33	23,39	23,45	23,51	23,57	23,62	23,68	23,74	23,80	23,86	23,92	23,98	24,04	24,10	24,16	24,22	24,28	24,34	24,40	24,47	24,53	24,59	24,65	24,71	24,77	24,83	24,90		
Demanda transporte marítimo		DTMARI	15,68	16,23	16,80	17,38	17,99	18,62	19,27	19,95	20,65	21,37	22,12	22,89	23,69	24,52	25,38	26,27	27,19	28,14	29,13	30,14	31,20	32,29	33,42	34,59	35,80	37,06	38,35	39,69	41,08	42,52	44,01		
Demanda transporte ferroviario		DTFERR	37,44	37,53	37,63	37,72	37,82	37,91	38,01	38,10	38,20	38,29	38,39	38,48	38,58	38,68	38,77	38,87	38,97	39,06	39,16	39,26	39,36	39,46	39,55	39,65	39,75	39,85	39,95	40,05	40,15	40,25	40,35		
Otros	Demanda Otros sectores	DOTROS	169,76	175,70	181,85	188,21	194,80	201,62	208,67	215,98	223,54	231,36	239,46	247,84	256,51	265,49	274,78	284,40	294,35	304,66	315,32	326,36	337,78	349,60	361,84	374,50	387,61	401,18	415,22	429,75	444,79	460,36	476,47		
	Demanda ZNI	DEMZNI	1,61	1,87	2,12	2,38	2,64	2,90	3,16	3,41	3,67	3,93	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19			

Tabla E25. Demandas escenario SSP2 (PJ)

Categoría	Demanda	Codificación	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Demanda Industria	Demanda sector alimentos	DALIME	64,60	66,73	68,93	71,21	73,56	75,98	78,49	81,08	83,76	86,52	89,38	92,33	95,37	98,52	101,77	105,13	108,60	112,18	115,88	119,71	123,66	127,74	131,96	136,31	140,81	145,45	150,25	155,21	160,33	165,63	171,09
	Demanda sector minerales no metálicos	DMINER	28,93	29,89	30,87	31,89	32,94	34,03	35,15	36,31	37,51	38,75	40,03	41,35	42,72	44,12	45,58	47,09	48,64	50,24	51,90	53,61	55,38	57,21	59,10	61,05	63,06	65,15	67,30	69,52	71,81	74,18	76,63

	Demanda sector coquización y refineras	DREFIN	23,78	24,56	25,37	26,21	27,07	27,97	28,89	29,84	30,83	31,85	32,90	33,98	35,10	36,26	37,46	38,70	39,97	41,29	42,65	44,06	45,52	47,02	48,57	50,17	51,83	53,54	55,31	57,13	59,02	60,96	62,97
	Demanda sector papel y cartón	DPAPEL	17,76	18,35	18,95	19,58	20,23	20,89	21,58	22,29	23,03	23,79	24,58	25,39	26,22	27,09	27,98	28,91	29,86	30,85	31,86	32,92	34,00	35,12	36,28	37,48	38,72	39,99	41,31	42,68	44,09	45,54	47,04
	Demanda sector metalurgicos básicos	DMETAL	10,42	10,77	11,12	11,49	11,87	12,26	12,67	13,08	13,52	13,96	14,42	14,90	15,39	15,90	16,42	16,96	17,52	18,10	18,70	19,32	19,95	20,61	21,29	22,00	22,72	23,47	24,25	25,05	25,87	26,73	27,61
	Demanda sector productos químicos	DQUIMI	12,64	13,06	13,49	13,93	14,39	14,87	15,36	15,87	16,39	16,93	17,49	18,07	18,66	19,28	19,92	20,57	21,25	21,95	22,68	23,43	24,20	25,00	25,82	26,67	27,55	28,46	29,40	30,37	31,38	32,41	33,48
	Demanda sector otras industrias	DOTIND	18,20	18,80	19,43	20,07	20,73	21,41	22,12	22,85	23,60	24,38	25,19	26,02	26,88	27,76	28,68	29,63	30,60	31,61	32,66	33,73	34,85	36,00	37,19	38,41	39,68	40,99	42,34	43,74	45,18	46,67	48,21
Demanda Residencial	Demanda cocción	DCOCCI	56,35	56,52	56,69	56,86	57,03	57,20	57,38	57,55	57,72	57,89	58,07	58,24	58,42	58,59	58,77	58,94	59,12	59,30	59,48	59,65	59,83	60,01	60,19	60,37	60,55	60,74	60,92	61,10	61,28	61,47	61,65
	Demanda refrigeración (neveras)	DREFRI	0,66	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,73
	Demanda iluminación	DILUMI	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Demanda aire acondicionado	DAIREA	12,13	12,17	12,20	12,24	12,28	12,31	12,35	12,39	12,42	12,46	12,50	12,54	12,57	12,61	12,65	12,69	12,73	12,76	12,80	12,84	12,88	12,92	12,96	12,99	13,03	13,07	13,11	13,15	13,19	13,23	13,27
	Demanda calentador de agua	DCALAG	22,10	22,17	22,23	22,30	22,37	22,43	22,50	22,57	22,63	22,70	22,77	22,84	22,91	22,98	23,05	23,11	23,18	23,25	23,32	23,39	23,46	23,53	23,60	23,68	23,75	23,82	23,89	23,96	24,03	24,10	24,18
	Demanda TV	DEMDTV	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
	Demanda lavadoras	DLAVAD	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
	Demanda ventiladores	DVENTI	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
	Demanda otros electrónicos	DOTELE	1,07	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10	1,11	1,11	1,11	1,12	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,14	1,14	1,14	1,15	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16	1,17
Demanda Transporte	Demanda transporte carretero privado	DTCAPR	141,32	141,74	142,17	142,60	143,02	143,45	143,88	144,31	144,75	145,18	145,62	146,05	146,49	146,93	147,37	147,81	148,26	148,70	149,15	149,60	150,04	150,50	150,95	151,40	151,85	152,31	152,77	153,22	153,68	154,15	154,61
	Demanda transporte carretero público	DTCAPU	333,13	334,13	335,13	336,14	337,15	338,16	339,17	340,19	341,21	342,24	343,26	344,29	345,33	346,36	347,40	348,44	349,49	350,54	351,59	352,64	353,70	354,76	355,83	356,89	357,96	359,04	360,12	361,20	362,28	363,37	364,46
	Demanda transporte carretero carga	DTCACR	89,62	92,58	95,63	98,79	102,05	105,42	108,90	112,49	116,20	120,04	124,00	128,09	132,32	136,68	141,19	145,85	150,67	155,64	160,77	166,08	171,56	177,22	183,07	189,11	195,35	201,80	208,46	215,34	222,44	229,78	237,37
	Demanda transporte aereo	DTAERE	23,10	23,17	23,24	23,31	23,38	23,45	23,52	23,59	23,66	23,73	23,80	23,87	23,95	24,02	24,09	24,16	24,23	24,31	24,38	24,45	24,53	24,60	24,67	24,75	24,82	24,90	24,97	25,05	25,12	25,20	25,27
	Demanda transporte maritimo	DTMARI	15,68	16,20	16,73	17,28	17,85	18,44	19,05	19,68	20,33	21,00	21,69	22,41	23,15	23,91	24,70	25,52	26,36	27,23	28,13	29,06	30,02	31,01	32,03	33,09	34,18	35,31	36,47	37,68	38,92	40,20	41,53
	Demanda transporte ferroviario	DTFERR	37,44	37,55	37,66	37,78	37,89	38,00	38,12	38,23	38,35	38,46	38,58	38,69	38,81	38,93	39,04	39,16	39,28	39,40	39,51	39,63	39,75	39,87	39,99	40,11	40,23	40,35	40,47	40,59	40,72	40,84	40,96
Otros	Demanda Otros sectores	DOTROS	169,76	175,36	181,14	187,12	193,30	199,68	206,27	213,07	220,10	227,37	234,87	242,62	250,63	258,90	267,44	276,27	285,38	294,80	304,53	314,58	324,96	335,68	346,76	358,21	370,03	382,24	394,85	407,88	421,34	435,25	449,61
	Demanda ZNI	DEMZNI	1,61	1,78	1,95	2,12	2,30	2,47	2,64	2,81	2,98	3,16	3,33	3,50	3,67	3,84	4,02	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	

Tabla E26. Demandas escenario SSP3 (PJ)

Categoría	Demanda	Codificación	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Demanda Industria	Demanda sector alimentos	DALIME	64,60	66,60	68,67	70,79	72,99	75,25	77,58	79,99	82,47	85,03	87,66	90,38	93,18	96,07	99,05	102,12	105,28	108,55	111,91	115,38	118,96	122,65	126,45	130,37	134,41	138,58	142,87	147,30	151,87	156,57	161,43
	Demanda sector minerales no metálicos	DMINER	28,93	29,83	30,75	31,71	32,69	33,70	34,75	35,83	36,94	38,08	39,26	40,48	41,73	43,03	44,36	45,74	47,15	48,62	50,12	51,68	53,28	54,93	56,63	58,39	60,20	62,06	63,99	65,97	68,02	70,13	72,30
	Demanda sector coquización y refinerías	DREFIN	23,78	24,51	25,27	26,06	26,87	27,70	28,56	29,44	30,35	31,30	32,27	33,27	34,30	35,36	36,46	37,59	38,75	39,95	41,19	42,47	43,79	45,14	46,54	47,99	49,47	51,01	52,59	54,22	55,90	57,63	59,42
	Demanda sector papel y cartón	DPAPEL	17,76	18,31	18,88	19,47	20,07	20,69	21,33	21,99	22,68	23,38	24,10	24,85	25,62	26,42	27,23	28,08	28,95	29,85	30,77	31,73	32,71	33,72	34,77	35,85	36,96	38,10	39,28	40,50	41,76	43,05	44,39
	Demanda sector metalúrgicos básicos	DMETAL	10,42	10,75	11,08	11,42	11,78	12,14	12,52	12,91	13,31	13,72	14,15	14,58	15,04	15,50	15,98	16,48	16,99	17,52	18,06	18,62	19,20	19,79	20,40	21,04	21,69	22,36	23,05	23,77	24,51	25,27	26,05
	Demanda sector productos químicos	DQUIMI	12,64	13,03	13,44	13,85	14,28	14,73	15,18	15,65	16,14	16,64	17,15	17,69	18,23	18,80	19,38	19,98	20,60	21,24	21,90	22,58	23,28	24,00	24,74	25,51	26,30	27,12	27,96	28,82	29,72	30,64	31,59
	Demanda sector otras industrias	DOTIND	18,20	18,77	19,35	19,95	20,57	21,21	21,86	22,54	23,24	23,96	24,70	25,47	26,26	27,07	27,91	28,78	29,67	30,59	31,54	32,51	33,52	34,56	35,63	36,74	37,88	39,05	40,26	41,51	42,80	44,12	45,49
Demanda Residencial	Demanda cocción	DCOCCI	56,35	56,55	56,75	56,95	57,15	57,35	57,55	57,75	57,95	58,15	58,36	58,56	58,77	58,97	59,18	59,39	59,59	59,80	60,01	60,22	60,43	60,64	60,86	61,07	61,28	61,50	61,71	61,93	62,14	62,36	62,58
	Demanda refrigeración (neveras)	DREFRI	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,73	0,73	0,73	0,73	0,74
	Demanda iluminación	DILUMI	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05
	Demanda aire acondicionado	DAIREA	12,13	12,17	12,21	12,26	12,30	12,34	12,39	12,43	12,47	12,52	12,56	12,61	12,65	12,69	12,74	12,78	12,83	12,87	12,92	12,96	13,01	13,05	13,10	13,14	13,19	13,24	13,28	13,33	13,38	13,42	13,47
	Demanda calentador de agua	DCALAG	22,10	22,18	22,25	22,33	22,41	22,49	22,57	22,65	22,73	22,80	22,88	22,96	23,05	23,13	23,21	23,29	23,37	23,45	23,53	23,62	23,70	23,78	23,86	23,95	24,03	24,12	24,20	24,29	24,37	24,46	24,54
	Demanda TV	DEMDTV	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
	Demanda lavadoras	DLAVAD	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,33	0,33	0,33
	Demanda ventiladores	DVENTI	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20
Demanda otros electrónicos	DOTELE	1,07	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12	1,12	1,12	1,13	1,13	1,14	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16	1,17	1,17	1,18	1,18	1,18	
Demanda Transporte	Demanda transporte carretero privado	DTCAPR	141,32	141,81	142,31	142,81	143,31	143,81	144,31	144,82	145,33	145,83	146,34	146,86	147,37	147,89	148,40	148,92	149,44	149,97	150,49	151,02	151,55	152,08	152,61	153,14	153,68	154,22	154,76	155,30	155,84	156,39	156,94
	Demanda transporte carretero público	DTCAPU	333,13	334,30	335,47	336,64	337,82	339,00	340,19	341,38	342,58	343,77	344,98	346,19	347,40	348,61	349,83	351,06	352,29	353,52	354,76	356,00	357,24	358,49	359,75	361,01	362,27	363,54	364,81	366,09	367,37	368,66	369,95
	Demanda transporte carretero carga	DTCACR	89,62	92,40	95,26	98,22	101,26	104,40	107,64	110,97	114,41	117,96	121,62	125,39	129,27	133,28	137,41	141,67	146,07	150,59	155,26	160,08	165,04	170,15	175,43	180,87	186,47	192,25	198,21	204,36	210,69	217,23	223,96
	Demanda transporte aéreo	DTAERE	23,10	23,18	23,26	23,34	23,43	23,51	23,59	23,67	23,75	23,84	23,92	24,01	24,09	24,17	24,26	24,34	24,43	24,51	24,60	24,69	24,77	24,86	24,95	25,03	25,12	25,21	25,30	25,39	25,47	25,56	25,65
	Demanda transporte marítimo	DTMARI	15,68	16,17	16,67	17,18	17,72	18,27	18,83	19,42	20,02	20,64	21,28	21,94	22,62	23,32	24,04	24,79	25,56	26,35	27,16	28,01	28,87	29,77	30,69	31,64	32,63	33,64	34,68	35,75	36,86	38,01	39,18
	Demanda transporte ferroviario	DTFERR	37,44	37,57	37,70	37,83	37,97	38,10	38,23	38,37	38,50	38,64	38,77	38,91	39,04	39,18	39,32	39,45	39,59	39,73	39,87	40,01	40,15	40,29	40,43	40,57	40,71	40,86	41,00	41,14	41,29	41,43	41,58
Otros	Demanda Otros sectores	DOTROS	169,76	175,02	180,44	186,04	191,80	197,75	203,88	210,20	216,72	223,44	230,36	237,50	244,87	252,46	260,28	268,35	276,67	285,25	294,09	303,21	312,61	322,30	332,29	342,59	353,21	364,16	375,45	387,09	399,09	411,46	424,21

	Demanda ZNI	DEMZNI	1,61	1,74	1,87	1,99	2,12	2,25	2,38	2,51	2,64	2,77	2,90	3,03	3,16	3,28	3,41	3,54	3,67	3,80	3,93	4,06	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19
--	-------------	--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

E.6. Parámetro de factor de emisión

Los factores de emisión son tomados de (Vito & Universidad de los Andes, 2020) y (IPCC, 2022).

E.6.1. Fuentes de energía primaria

Las actividades de extracción de combustibles fósiles utilizan energía para sus operaciones cuyas emisiones son contabilizadas dentro de las tecnologías de demanda de otros sectores donde se encuentra el sector minería por lo cual el factor de emisión es cero en esta fase (se excluyen las emisiones fugitivas igualmente). Los recursos naturales también tienen factor de emisión cero, al igual que los recursos de biomasa considerando el supuesto de carbono neutralidad de estos recursos.

E.6.2. Importaciones

Para las importaciones de derivados del petróleo se contabilizan las emisiones del proceso de refinación.

Tabla E27. Factores de emisión de importaciones

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
Importación GLP	IMPGLP	ton CO ₂ /TJ	1,3
Importación de diesel	IMPDIE	ton CO ₂ /TJ	31,5
Importación de gasolina	IMPGAL	ton CO ₂ /TJ	16,0
Importación de keroseno y jet fuel	IMPJET	ton CO ₂ /TJ	4,2
Importación de Fuel Oil	IMPFOI	ton CO ₂ /TJ	7,7

E.6.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)

La generación de energía a través de combustibles fósiles implica un factor de emisión de acuerdo con el tipo de energético utilizado, mientras que las tecnologías que aprovechan fuentes renovables (excepto biomasa) se asume que el factor de emisión es cero dado que en el proceso unitario de generación no producen emisiones de CO₂. Para las tecnologías con CCS se realizó el cálculo asumiendo una eficiencia de captura del 90%.

Tabla E28. Factores de emisión de tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
Térmica a carbón + CCS	TCACCS	ton CO ₂ /TJ	205,0
Térmica a gas natural	TERGAS	ton CO ₂ /TJ	22,0
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	ton CO ₂ /TJ	97,4
Térmica a biomasa (leña)	TERLEN	ton CO ₂ /TJ	12,9
Térmica a biomasa (leña) + CCS	TLECCS	ton CO ₂ /TJ	255,8

Térmica a biomasa (residuos)	TERRAF	ton CO2/TJ	29,8
Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	ton CO2/TJ	255,8
Planta de biogás (electricidad)	BIOGAS	ton CO2/TJ	29,8

E.6.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

La planta diésel (PLDIEP) tienen un factor de emisión de 185,6 ton CO2/TJ.

E.6.5. Transmisión y distribución

Los factores de emisión de esta categoría son cero en este estudio.

E.6.6. Otras tecnologías de conversión

Las emisiones asociadas a estas tecnologías (excepto la reformación de metano) se contabilizan en las tecnologías de demanda usadas en los sectores de uso final, como sucede con los procesos de extracción de combustibles fósiles, por lo que el valor es cero.

Tabla E29. Factores de emisión de otras tecnologías de conversión

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
Reformador de metano	REFMET	ton CO2/TJ	84,2
Reformador de metano + CCS	METCCS	ton CO2/TJ	8,4

E.6.7. Tecnologías de demanda sector industria

Para las tecnologías con combustibles fósiles o biomasa se tomó el factor de emisión correspondiente al tipo de combustible como base, mientras que las tecnologías a partir de electricidad o hidrógeno se tomó un valor cero ya que no ocurren reacciones de combustión en estos procesos.

Tabla E30. Factores de emisión de tecnologías de demanda sector industria

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
Tecnología Alimentos y bebidas - Bagazo	TALBAG	ton CO2/TJ	172
Tecnología Alimentos y bebidas - Carbón	TALCAR	ton CO2/TJ	114
Tecnología Alimentos y bebidas - Gas Natural	TALGAS	ton CO2/TJ	70
Tecnología Alimentos y bebidas - Electricidad	TALELE	ton CO2/TJ	0
Tecnología Alimentos y bebidas- Hidrógeno	TALHID	ton CO2/TJ	0
Tecnología Minerales NM - Carbón	TMICAR	ton CO2/TJ	153
Tecnología Minerales NM - Gas Natural	TMIGAS	ton CO2/TJ	95

Tecnología Minerales NM -Hidrógeno	TMIHID	ton CO2/TJ	0
Tecnología Coquización Refinería - Gas Natural	TREGAS	ton CO2/TJ	100
Tecnología Coquización Refinería - Hidrógeno	TREHID	ton CO2/TJ	0
Tecnología Papel y cartón - Carbón	TPCCAR	ton CO2/TJ	127
Tecnología Papel y cartón - Gas Natural	TPCGAS	ton CO2/TJ	69
Tecnología Papel y cartón - Electricidad	TPCELE	ton CO2/TJ	0
Tecnología Papel y cartón - Hidrógeno	TPCHID	ton CO2/TJ	0
Tecnología Metalúrgicos básicos - Gas Natural	TMBGAS	ton CO2/TJ	90
Tecnología Metalúrgicos básicos - Hidrógeno	TMBHID	ton CO2/TJ	0
Tecnología Productos Químicos - Bagazo	TPQBAG	ton CO2/TJ	158
Tecnología Productos Químicos - Carbón	TPQCAR	ton CO2/TJ	123
Tecnología Productos Químicos - Gas Natural	TPQGAS	ton CO2/TJ	80
Tecnología Productos Químicos - Electricidad	TPQELE	ton CO2/TJ	0
Tecnología Productos Químicos - Hidrógeno	TPQHID	ton CO2/TJ	0
Tecnología Otros sectores - Carbón	TOSCAR	ton CO2/TJ	135
Tecnología Otros sectores - Gas Natural	TOSGAS	ton CO2/TJ	85
Tecnología Otros sectores - Electricidad	TOSELE	ton CO2/TJ	0
Tecnología Otros sectores - Hidrógeno	TOSHID	ton CO2/TJ	0

E.6.8. Tecnologías de demanda sector residencial

Todas las tecnologías que funcionan con electricidad se asume un factor de cero.

Tabla E31. Factores de emisión de tecnologías de demanda sector industria

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
Estufa a leña	ESTLEN	ton CO2/TJ	995
Estufa con gas natural	ESTGAS	ton CO2/TJ	121
Estufa GLP	ESTGLP	ton CO2/TJ	140
Calentador de agua con gas natural	CALGAS	ton CO2/TJ	67

E.6.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Tabla E32. Factores de emisión de tecnologías de demanda sector transporte

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
------------	--------------	--------	-------------------

Automóvil Gasolina	AUTOGA	ton CO2/Mkm*pax	143
Automóvil Diésel	AUTODI	ton CO2/Mkm*pax	136
Automóvil GNV	AUTOGN	ton CO2/Mkm*pax	107
Automóvil Eléctrico	AUTOEL	ton CO2/Mkm*pax	0
Automóvil Híbrido	AUTOHB	ton CO2/Mkm*pax	65
Automóvil Hidrógeno	AUTOHD	ton CO2/Mkm*pax	0
Camioneta Gasolina	CAMIGA	ton CO2/Mkm*pax	265
Camioneta Diésel	CAMIDI	ton CO2/Mkm*pax	252
Camioneta GNV	CAMIGN	ton CO2/Mkm*pax	120
Camioneta Eléctrico	CAMIEL	ton CO2/Mkm*pax	0
Camioneta Híbrido	CAMIHB	ton CO2/Mkm*pax	99
Camioneta Hidrógeno	CAMIHD	ton CO2/Mkm*pax	0
Motocicleta Gasolina	MOTOGA	ton CO2/Mkm*pax	71
Motocicleta Diésel	MOTODI	ton CO2/Mkm*pax	68
Motocicleta GNV	MOTOGN	ton CO2/Mkm*pax	171
Motocicleta Eléctrica	MOTOEL	ton CO2/Mkm*pax	0
Motocicleta Hidrógeno	MOTOHD	ton CO2/Mkm*pax	0
Taxi Gasolina	TAXIGA	ton CO2/Mkm*pax	162
Taxi Diésel	TAXIDI	ton CO2/Mkm*pax	154
Taxi GNV	TAXIGN	ton CO2/Mkm*pax	151
Taxi Eléctrico	TAXIEL	ton CO2/Mkm*pax	0
Taxi Híbrido	TAXIHB	ton CO2/Mkm*pax	65
Taxi Hidrógeno	TAXIHD	ton CO2/Mkm*pax	0
Microbús Gasolina	MIBUGA	ton CO2/Mkm*pax	28
Microbús Diésel	MIBUDI	ton CO2/Mkm*pax	26
Microbus GNV	MIBUGN	ton CO2/Mkm*pax	20
Microbus Eléctrico	MIBUEL	ton CO2/Mkm*pax	0
Microbus Hidrógeno	MIBUHD	ton CO2/Mkm*pax	0
Bus Gasolina	BUSGAS	ton CO2/Mkm*pax	17
Bus Diésel	BUSDIE	ton CO2/Mkm*pax	14
Bus GNV	BUSGNV	ton CO2/Mkm*pax	7
Bus Eléctrico	BUSELE	ton CO2/Mkm*pax	0
Bus Hidrógeno	BUSHID	ton CO2/Mkm*pax	0
Camión Gasolina	CAONGA	ton CO2/Mkm*ton	161
Camión Diésel	CAONDI	ton CO2/Mkm*ton	158

Camión GNV	CAONGN	ton CO2/Mkm*ton	69
Camión Eléctrico	CAONEL	ton CO2/Mkm*ton	0
Camión Hidrógeno	CAONHD	ton CO2/Mkm*ton	0
Tractocamión Gasolina	TRACGA	ton CO2/Mkm*ton	72
Tractocamión Diésel	TRACDI	ton CO2/Mkm*ton	63
Tractocamión GNV	TRACGN	ton CO2/Mkm*ton	69
Tractocamión Eléctrico	TRACEL	ton CO2/Mkm*ton	0
Tractocamión Hidrógeno	TRACHD	ton CO2/Mkm*ton	0
Avión a jet fuel	AVIDIE	ton CO2/Mkm*pax	68
Barco a diesel	BARDIE	ton CO2/Mkm*ton	22
Metro eléctrico	METROE	ton CO2/Mkm*pax	0

E.6.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Tabla E33. Factores de emisión de tecnologías de demanda otros sectores

Tecnología	Codificación	Unidad	Factor de emisión
Tecnología con gas natural	TECGAS	ton CO2/TJ	62
Tecnología con leña	TECLEN	ton CO2/TJ	109
Tecnología con diesel	TECDIE	ton CO2/TJ	86
Tecnología con electricidad	TECELE	ton CO2/TJ	0
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	ton CO2/TJ	94
Tecnología con gasolina	TECGAL	ton CO2/TJ	81

E.7. Parámetro de impuesto de emisiones

Este valor es determinado de acuerdo con el escenario de análisis como se registró en la sección 7.

E.8. Parámetro de límite de emisiones

Este valor es determinado de acuerdo con el escenario de análisis como se registró en la sección 7.

E.9. Parámetros de CCS

El nivel de captura de emisiones de CO₂ para las tecnologías con CCS es calculado con base en el factor de emisión, eficiencia de la tecnología y la eficiencia de captura del 90%. El potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en Colombia es establecido en 360 Mton de CO₂ de acuerdo a (Yáñez et al., 2020).

Tabla E34. *Factores CCS de las tecnologías en el estudio*

Tecnología	Codificación	Factor CCS (ton CO ₂ /TJ)
Térmica a carbón + CCS	TCACCS	198
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	116
Térmica a biomasa (leña) + CCS	TLECCS	269
Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	269
Reformador de metano + CCS	METCCS	76

E.10. Parámetros de factor de capacidad

E.10.1. Fuentes de energía primaria

Se asume que las fuentes domésticas de energía están disponibles todo el tiempo luego su factor de capacidad es igual a 1.

E.10.2. Importaciones

Se asume que las importaciones de energía están disponibles todo el tiempo luego su factor de capacidad es igual a 1.

E.10.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Los factores de capacidad se consideran constantes durante el horizonte de modelado. Los valores de las tecnologías con baterías fueron estimados considerando una relación de capacidad tecnología-batería de 19% considerando la descripción técnica de (EIA, 2020) para la central fotovoltaica con sistema de baterías.

Tabla E35. *Factores de capacidad de las tecnologías de generación eléctrica (SIN)*

Tecnología	Codificación	Factor de capacidad	Fuente
Térmica a carbón	TERCAR	0,85	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a carbón + CCS	TCACCS	0,85	(de Moura et al., 2018)
Térmica a gas natural	TERGAS	0,85	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	0,85	(de Moura et al., 2018)
Térmica a biomasa (leña)	TERLEN	0,66	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a biomasa (leña) + CCS	TLECCS	0,8	(de Vos et al., 2018)
Térmica a biomasa (residuos)	TERRAF	0,66	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	0,8	(de Vos et al., 2018)

Planta de biogas (electricidad)	BIOGAS	0,85	(de Moura et al., 2018)
Hidroeléctrica de embalse	HIDEMB	0,5	(Cannone & Allington, 2021)
Hidroeléctrica de filo de agua	HIDFIL	0,37	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)
Planta geotérmica	PLAGEO	0,85	(Cannone & Allington, 2021)
Planta nuclear	PLNUCL	0,85	(Cannone & Allington, 2021)
Planta fotovoltaica	PFOTOV	0,24	(Cannone & Allington, 2021)
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	0,32	Estimado a partir de (EIA, 2020)
Planta CSP + batería	PCSPBA	0,4	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica onshore	PEOLON	0,3	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)
Planta eólica onshore + batería	PEONBA	0,4	Estimado a partir de (EIA, 2020)
Planta eólica offshore	PEOLOF	0,4	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)
Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	0,53	Estimado a partir de (EIA, 2020)
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	0,67	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)

E.10.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Los factores de capacidad se consideran constantes durante el horizonte de modelado

Tabla E36. Factores de capacidad de las tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Tecnología	Codificación	Factor de capacidad	Fuente
Microred	MICRED	0,24	(Cannone & Allington, 2021)
Solución fotovoltaica individual	SFOTIN	0,12	(de Vos et al., 2018)
Planta a diesel pequeña	PLDIEP	0,4	(Cannone & Allington, 2021)

E.10.5. Transmisión y distribución

Se asume igual a 1 considerando que existe disponibilidad de todas las tecnologías en cada momento.

E.10.6. Otras tecnologías de conversión

Los factores de capacidad se consideran constantes durante el horizonte de modelado

Tabla E37. Factores de capacidad de otras tecnologías de conversión

Tecnología	Codificación	Factor de capacidad	Fuente
Refinería	REFINE	1	Supuesto
Planta de GLP	PLAGLP	0,85	(IEA-ETSAP, 2013)
Destilería	DESTIL	1	Supuesto
Planta de biodiesel	PLBDIE	1	Supuesto
Reformador de metano	REFMET	0,9	(Younis et al., 2020)
Reformador de metano + CCS	METCCS	0,9	(Younis et al., 2020)
Electrolizador	ELECTR	0,94	(Younis et al., 2020)
Planta de regasificación	PLAREG	0,93	(IEA-ETSAP, 2013)

E.10.7. Tecnologías de demanda sector industria

Los factores de capacidad se consideran constantes durante el horizonte de modelado.

Tabla E38. Factores de capacidad de las tecnologías de demanda del sector industria

Tecnología	Codificación	Factor de capacidad	Fuente
Tecnología Alimentos y bebidas - Bagazo	TALBAG	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Carbón	TALCAR	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Gas Natural	TALGAS	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Electricidad	TALELE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Hidrógeno	TALHID	0,35	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Minerales NM - Carbón	TMICAR	0,4	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM - Gas Natural	TMIGAS	0,4	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM - Hidrógeno	TMIHID	0,4	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Gas Natural	TREGAS	0,4	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Hidrógeno	TREHID	0,4	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Papel y cartón - Carbón	TPCCAR	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Gas Natural	TPCGAS	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Electricidad	TPCELE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Hidrógeno	TPCHID	0,35	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Gas Natural	TMBGAS	0,4	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Hidrógeno	TMBHID	0,4	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Productos Químicos - Bagazo	TPQBAG	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Carbón	TPQCAR	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Gas Natural	TPQGAS	0,35	(de Vos et al., 2018)

Tecnología Productos Químicos - Electricidad	TPQELE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Hidrógeno	TPQHID	0,35	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Otros sectores - Carbón	TOSCAR	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Gas Natural	TOSGAS	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Electricidad	TOSELE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Hidrógeno	TOSHID	0,35	(Element Energy and Jacobs, 2018)

E.10.8. Tecnologías de demanda sector residencial

Se asume igual a 1 considerando que existe disponibilidad de todas las tecnologías en cada momento.

E.10.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Se asume igual a 1 considerando que existe disponibilidad de todas las tecnologías en cada momento.

E.10.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Los factores de capacidad se mantienen constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E39. *Factores de capacidad de las tecnologías de demanda de otros sectores*

Tecnología	Codificación	Factor de capacidad	Fuente
Tecnología con gas natural	TECGAS	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con leña	TECLEN	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con diesel	TECDIE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con electricidad	TECELE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	0,35	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con gasolina	TECGAL	0,35	(de Vos et al., 2018)

E.11. Parámetro de vida operacional

E.11.1. Fuentes de energía primaria

Considerando que los costos de capital y fijos son cero para las fuentes domésticas, este parámetro no afecta el modelo y se asume en un valor de 100 años.

E.11.2. Importaciones

Considerando que los costos de capital y fijos son cero para las importaciones, este parámetro no afecta el modelo y se asume en un valor de 100 años.

E.11.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)Tabla E40. *Vida operacional de las tecnologías de generación eléctrica (SIN)*

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Térmica a carbón	TERCAR	40	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a carbón + CCS	TCACCS	40	(de Moura et al., 2018)
Térmica a gas natural	TERGAS	30	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	30	(de Vos et al., 2018)
Térmica a biomasa (leña)	TERLEN	25	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a biomasa (leña) + CCS	TLECCS	25	Supuesto
Térmica a biomasa (residuos)	TERRAF	25	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	25	Supuesto
Planta de biogas (electricidad)	BIOGAS	25	(de Moura et al., 2018)
Hidroeléctrica de embalse	HIDEMB	60	(Cannone & Allington, 2021)
Hidroeléctrica de filo de agua	HIDFIL	60	(Cannone & Allington, 2021)
Planta geotérmica	PLAGEO	20	(Cannone & Allington, 2021)
Planta nuclear	PLNUCL	40	(Cannone & Allington, 2021)
Planta fotovoltaica	PFOTOV	25	(Cannone & Allington, 2021)
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	25	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)
Planta CSP + batería	PCSPBA	40	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica onshore	PEOLON	30	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica onshore + batería	PEONBA	30	Supuesto
Planta eólica offshore	PEOLOF	25	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	25	Supuesto
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	60	(Joint Research Centre & Institute for Energy and Transport, 2014)

E.11.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)Tabla E41. *Vida operacional de las tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)*

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Microred	MICRED	25	(Cannone & Allington, 2021)
Solución fotovoltaica individual	SFOTIN	25	(de Vos et al., 2018)
Planta a diesel pequeña	PLDIEP	20	(Cannone & Allington, 2021)

E.11.5. Transmisión y distribución

Tabla E42. *Vida Operacional de las tecnologías de transmisión y distribución*

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Tecnología de transmisión (SIN)	TECTRA	60	(Cannone & Allington, 2021)
Tecnología de distribución	TECDIS	60	(Cannone & Allington, 2021)

E.11.6. Otras tecnologías de conversiónTabla E43. *Vida operacional de otras tecnologías de conversión*

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Refinería	REFINE	50	(Younis et al., 2020)
Planta de GLP	PLAGLP	30	(IEA-ETSAP, 2013)
Destilería	DESTIL	25	(IEA-ETSAP, 2013)
Planta de biodiesel	PLBDIE	25	(IEA-ETSAP, 2013)
Reformador de metano	REFMET	20	(Younis et al., 2020)
Reformador de metano + CCS	METCCS	20	(Younis et al., 2020)
Electrolizador	ELECTR	9	(Younis et al., 2020)
Planta de regasificación	PLAREG	25	(IEA-ETSAP, 2013)

E.11.7. Tecnologías de demanda sector industriaTabla E44. *Vida operacional de las tecnologías de demanda del sector industria*

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Tecnología Alimentos y bebidas - Bagazo	TALBAG	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Carbón	TALCAR	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Gas Natural	TALGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas - Electricidad	TALELE	20	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas- Hidrógeno	TALHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Minerales NM - Carbón	TMICAR	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM - Gas Natural	TMIGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Minerales NM -Hidrógeno	TMIHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Gas Natural	TREGAS	25	(de Vos et al., 2018)

Tecnología Coquización Refinería - Hidrógeno	TREHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Papel y cartón - Carbón	TPCCAR	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Gas Natural	TPCGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Electricidad	TPCELE	20	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Hidrógeno	TPCHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Gas Natural	TMBGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Hidrógeno	TMBHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Productos Químicos - Bagazo	TPQBAG	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Carbón	TPQCAR	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Gas Natural	TPQGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Electricidad	TPQELE	20	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Productos Químicos - Hidrógeno	TPQHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Otros sectores - Carbón	TOSCAR	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Gas Natural	TOSGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Electricidad	TOSELE	20	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Hidrógeno	TOSHID	20	(Element Energy and Jacobs, 2018)

E.11.8. Tecnologías de demanda sector residencial

Tabla E45. Vida operacional de las tecnologías de demanda del sector residencial

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Estufa a leña	ESTLEN	19	Supuesto
Estufa con gas natural	ESTGAS	19	(IEA-ETSAP, 2013)
Estufa eléctrica	ESTELE	19	(IEA-ETSAP, 2013)
Estufa GLP	ESTGLP	19	(IEA-ETSAP, 2013)
Neveras de baja eficiencia	REFRIB	15	(IEA-ETSAP, 2013)
Neveras de alta eficiencia	REFRIA	15	(IEA-ETSAP, 2013)
Iluminación de baja eficiencia	ILUMIB	1,7	(IEA-ETSAP, 2013)
Iluminación de alta eficiencia	ILUMIA	6	(IEA-ETSAP, 2013)
Aire acondicionado de baja eficiencia	AIRACB	14	(IEA-ETSAP, 2013)
Aire acondicionado de alta eficiencia	AIRACA	14	(IEA-ETSAP, 2013)

Calentador de agua con gas natural	CALGAS	8	(IEA-ETSAP, 2013)
Calentador de agua eléctrico	CALELE	8	(IEA-ETSAP, 2013)
TV de baja eficiencia	TVBAJA	5	(Portafolio, 2020a)
TV de alta eficiencia	TVALTA	5	(Portafolio, 2020a)
Lavadora de baja eficiencia	LAVADB	12	(IEA-ETSAP, 2013)
Lavadora de alta eficiencia	LAVADA	12	(IEA-ETSAP, 2013)
Ventilador de baja eficiencia	VENTIB	12	Supuesto
Ventilador de alta eficiencia	VENTIA	12	Supuesto
Otros electrónicos	OTROSB	5	(IEA-ETSAP, 2013)

E.11.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Tabla E46. Vida operacional de las tecnologías de demanda del sector transporte

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
Automóvil Gasolina	AUTOGA	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Automóvil Diésel	AUTODI	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Automóvil GNV	AUTOGN	15	Supuesto
Automóvil Eléctrico	AUTOEL	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Automóvil Híbrido	AUTOHB	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Automóvil Hidrógeno	AUTOHD	12	Supuesto
Camioneta Gasolina	CAMIGA	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta Diésel	CAMIDI	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta GNV	CAMIGN	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta Eléctrico	CAMIEL	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta Híbrido	CAMIHB	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta Hidrógeno	CAMIHD	12	Supuesto
Motocicleta Gasolina	MOTOGA	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Motocicleta Diésel	MOTODI	15	Supuesto
Motocicleta GNV	MOTOGN	15	Supuesto
Motocicleta Eléctrica	MOTOEL	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Motocicleta Hidrógeno	MOTOHD	12	Supuesto
Taxi Gasolina	TAXIGA	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Taxi Diésel	TAXIDI	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Taxi GNV	TAXIGN	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)

Taxi Eléctrico	TAXIEL	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Taxi Híbrido	TAXIHB	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Taxi Hidrógeno	TAXIHD	10	Supuesto
Microbus Gasolina	MIBUGA	15	Supuesto
Microbus Diésel	MIBUDI	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Microbus GNV	MIBUGN	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Microbus Eléctrico	MIBUEL	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Microbus Hidrógeno	MIBUHD	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Bus Gasolina	BUSGAS	15	Supuesto
Bus Diésel	BUSDIE	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Bus GNV	BUSGNV	15	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Bus Eléctrico	BUSELE	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Bus Hidrógeno	BUSHID	12	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión Gasolina	CAONGA	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión Diésel	CAONDI	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión GNV	CAONGN	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión Eléctrico	CAONEL	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión Hidrógeno	CAONHD	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Tractocamión Gasolina	TRACGA	10	Supuesto
Tractocamión Diésel	TRACDI	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Tractocamión GNV	TRACGN	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Tractocamión Eléctrico	TRACEL	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Tractocamión Hidrógeno	TRACHD	10	Adaptado a partir (Godínez-Zamora et al., 2020)
Avión a jet fuel	AVIDIE	30	(IEA-ETSAP, 2013)
Barco a diesel	BARDIE	30	(IEA-ETSAP, 2013)
Metro eléctrico	METROE	35	(IEA-ETSAP, 2013)

E.11.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Tabla E47. Vida operacional de las tecnologías de demanda de otros sectores

Tecnología	Codificación	Vida operacional	Fuente
------------	--------------	------------------	--------

Tecnología con gas natural	TECGAS	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con leña	TECLEN	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con diésel	TECDIE	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con electricidad	TECELE	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	25	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con gasolina	TECGAL	25	(de Vos et al., 2018)

E.12. Parámetro de disponibilidad

El factor de disponibilidad se asume igual a 1 para todas las tecnologías, dado que no se cuenta con información suficiente de mantenimientos o cierres programados para cada una de estas, y se asume que dichas operaciones no son sumamente largas como para afectar la entrega de energía sobre una base anual.

E.13. Parámetros de capacidades residuales

E.13.1. Fuentes de energía primaria

La capacidad residual de recursos fósiles y biomasa fueron estimados mediante el máximo valor de producción en los últimos diez años. Para los recursos naturales se establecen en cero (este valor no afecta el modelo ya que no se tienen costos de capital o fijos). Los valores se consideran constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E48. *Capacidades residuales de las fuentes de energía primaria*

Tecnología	Codificación	Unidad	Capacidad residual	Fuente
Extracción de carbón	EXTCAR	Mton/año	91,2	(Ministerio de Minas y Energía, 2021)
Extracción de petróleo	EXTPET	MBl/año	368	(ANH, 2021)
Extracción de gas natural	EXTGAS	Gpc/año	330	(ANH, 2021)
Producción de bagazo	EXTBAG	Mton/año	6,7	(UPME, 2021b)
Producción de caña de azúcar (para bioetanol)	EXTCAN	Mton/año	17,2	(UPME, 2021d)
Producción de aceite de palma (para biodiesel)	EXTACE	Mton/año	0,9	(UPME, 2021d)
Producción de leña	EXTLEN	Mton/año	10,4	(UPME, 2021b)
Producción de otros residuos agrícolas y forestales	EXTRAF	Mton/año	0	Supuesto
Producción de residuos sólidos	EXTRES	Mton/año	7,3	(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2021)
Recursos hídricos - embalse	EXTHIE	PJ/año	0	Supuesto
Recursos hídricos - filo de agua	EXTHIF	PJ/año	0	Supuesto
Recursos geotérmicos	EXTGEO	PJ/año	0	Supuesto

Hidroeléctrica de filo de agua	HIDFIL	GW	1,58	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Planta geotérmica	PLAGEO	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planta nuclear	PLNUCL	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planta fotovoltaica	PFOTOV	GW	0,0512	0,1	0,7	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planta CSP + batería	PCSPBA	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planta eólica onshore	PEOLON	GW	0,0184	0,0	0,0	1,1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Planta eólica onshore + batería	PEONBA	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planta eólica offshore	PEOLOF	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	GW	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

E.13.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Las capacidades residuales son constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E50. Capacidades residuales de las tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Tecnología	Cod.	Unidad	Capacidad residual	Fuente
Microred	MICRED	MW	4,733	(IPSE - CNM, 2022)
Solución fotovoltaica individual	SFOTIN	MW	23,215	(IPSE - CNM, 2022)
Planta a diesel pequeña	PLDIEP	MW	265,666	(IPSE - CNM, 2022)

E.13.5. Transmisión y distribución

Las capacidades residuales son constantes en el horizonte de modelado.

Tabla E51. Capacidades residuales de las tecnologías de transmisión y distribución

Tecnología	Codificación	Número de vehículos	Capacidad residual 2020 (Mkm*pax) - (Mkm*ton)
Automóvil Gasolina	AUTOGA	3392820	27990,8
Automóvil Diésel	AUTODI	34326	617,9
Automóvil GNV	AUTOGN	26266	228,5
Automóvil Eléctrico	AUTOEL	340	2,8
Automóvil Híbrido	AUTOHB	2296	18,9
Automóvil Hidrógeno	AUTOHD	0	0,0
Camioneta Gasolina	CAMIGA	1559812	10918,7
Camioneta Diésel	CAMIDI	270071	3781,0
Camioneta GNV	CAMIGN	41240	363,7
Camioneta Eléctrico	CAMIEL	159	1,1
Camioneta Híbrido	CAMIHB	2329	16,3
Camioneta Hidrógeno	CAMIHD	0	0,0
Motocicleta Gasolina	MOTOGA	9229024	79738,8
Motocicleta Diésel	MOTODI	203332	3172,0
Motocicleta GNV	MOTOGN	13647	122,8
Motocicleta Eléctrica	MOTOEL	2492	21,5
Motocicleta Hidrógeno	MOTOHD	0	0,0
Taxi Gasolina	TAXIGA	139921	6156,5
Taxi Diésel	TAXIDI	36571	2413,7
Taxi GNV	TAXIGN	57834	5534,7
Taxi Eléctrico	TAXIEL	101	4,4
Taxi Híbrido	TAXIHB	0	0,0
Taxi Hidrógeno	TAXIHD	0	0,0
Microbus Gasolina	MIBUGA	33004	1795,4
Microbus Diésel	MIBUDI	85744	41980,3
Microbus GNV	MIBUGN	2922	3576,5
Microbus Eléctrico	MIBUEL	0	0,0
Microbus Hidrógeno	MIBUHD	0	0,0
Bus Gasolina	BUSGAS	22174	3175,3
Bus Diésel	BUSDIE	58332	225534,8
Bus GNV	BUSGNV	2065	13306,9
Bus Eléctrico	BUSELE	416	1608,4
Bus Hidrógeno	BUSHID	0	0,0
Camión Gasolina	CAONGA	62416	1716,4
Camión Diésel	CAONDI	249067	41096,1
Camión GNV	CAONGN	8830	1942,6
Camión Eléctrico	CAONEL	97	16,0
Camión Hidrógeno	CAONHD	0	0,0
Tractocamión Gasolina	TRACGA	3378	339,5
Tractocamión Diésel	TRACDI	55064	85222,6
Tractocamión GNV	TRACGN	246	280,9
Tractocamión Eléctrico	TRACEL	0	0,0

Bus Gasolina	BUSGAS	Mkm*pax	3175,3	3048,3	2921,3	2794,3	2667,3	2540,3	2413,2	2286,2	2159,2	2032,2	1905,2	1778,2	1651,2	1524,2	1397,1	1270,1	1143,1	1016,1	889,1	762,1	635,1	508,1	381,0	254,0	127,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bus Diésel	BUSDIE	Mkm*pax	237134,0	227648,7	218163,3	208678,0	199192,6	189707,2	180221,9	170736,5	161251,2	151765,8	142280,4	132795,1	123309,7	113824,3	104339,0	94853,6	85368,3	75882,9	66397,5	56912,2	47426,8	37941,4	28456,1	18970,7	9485,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bus GNV	BUSGNV	Mkm*pax	13306,9	12774,6	12242,3	11710,0	11177,8	10645,5	10113,2	9580,9	9048,7	8516,4	7984,1	7451,8	6919,6	6387,3	5855,0	5322,7	4790,5	4258,2	3725,9	3193,6	2661,4	2129,1	1596,8	1064,5	532,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bus Eléctrico	BUSELE	Mkm*pax	1608,4	1536,0	1463,7	1391,3	1318,9	1246,5	1174,1	1101,8	1029,4	957,0	884,6	812,3	739,9	667,5	595,1	522,7	450,4	378,0	305,6	233,2	160,8	88,5	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bus Hidrógeno	BUSHID	Mkm*pax	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Camión Gasolina	CAONGA	Mkm*ton	1619,3	1554,5	1489,8	1425,0	1360,2	1295,4	1230,7	1165,9	1101,1	1036,4	971,6	906,8	842,0	777,3	712,5	647,7	583,0	518,2	453,4	388,6	323,9	259,1	194,3	129,5	64,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Camión Diésel	CAONDI	Mkm*ton	40712,1	39083,6	37455,1	35826,6	34198,2	32569,7	30941,2	29312,7	27684,2	26055,7	24427,3	22798,8	21170,3	19541,8	17913,3	16284,8	14656,4	13027,9	11399,4	9770,9	8142,4	6513,9	4885,5	3257,0	1628,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Camión GNV	CAONGN	Mkm*ton	966,2	927,6	888,9	850,3	811,6	773,0	734,3	695,7	657,0	618,4	579,7	541,1	502,4	463,8	425,1	386,5	347,8	309,2	270,5	231,9	193,2	154,6	115,9	77,3	38,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Camión Eléctrico	CAONEL	Mkm*ton	16,0	15,4	14,7	14,1	13,4	12,8	12,2	11,5	10,9	10,2	9,6	9,0	8,3	7,7	7,0	6,4	5,8	5,1	4,5	3,8	3,2	2,6	1,9	1,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Camión Hidrógeno	CAONHD	Mkm*ton	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tractocamión Gasolina	TRACGA	Mkm*ton	93,8	90,0	86,3	82,5	78,8	75,0	71,3	67,5	63,8	60,0	56,3	52,5	48,8	45,0	41,3	37,5	33,8	30,0	26,3	22,5	18,8	15,0	11,3	7,5	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tractocamión Diésel	TRACDI	Mkm*ton	68679,2	65932,0	63184,9	60437,7	57690,5	54943,4	52196,2	49449,0	46701,8	43954,7	41207,5	38460,3	35713,2	32966,0	30218,8	27471,7	24724,5	21977,3	19230,2	16483,0	13735,8	10988,7	8241,5	5494,3	2747,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tractocamión GNV	TRACGN	Mkm*ton	1173,6	1126,7	1079,8	1032,8	985,9	938,9	892,0	845,0	798,1	751,1	704,2	657,2	610,3	563,4	516,4	469,5	422,5	375,6	328,6	281,7	234,7	187,8	140,8	93,9	46,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tractocamión Eléctrico	TRACEL	Mkm*ton	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tractocamión Hidrógeno	TRACHD	Mkm*ton	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Avión a jet fuel	AVIDIE	Mkm*pax	23100,0	22407,0	21714,0	21021,0	20328,0	19635,0	18942,0	18249,0	17556,0	16863,0	16170,0	15477,0	14784,0	14091,0	13398,0	12705,0	12012,0	11319,0	10626,0	9933,0	9240,0	8547,0	7854,0	7161,0	6468,0	5775,0	5082,0	4389,0	3696,0	3003,0	2310,0
Barco a diesel	BARDIE	Mkm*ton	15680,0	15209,6	14739,2	14268,8	13798,4	13328,0	12857,6	12387,2	11916,8	11446,4	10976,0	10505,6	10035,2	9564,8	9094,4	8624,0	8153,6	7683,2	7212,8	6742,4	6272,0	5801,6	5331,2	4860,8	4390,4	3920,0	3449,6	2979,2	2508,8	2038,4	1568,0
Metro eléctrico	METROE	Mkm*pax	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0	37440,0

E.13.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Para la estimación de las capacidades instaladas, se usaron los datos de consumo del año 2020 de acuerdo con el BECO 2021. Para la proyección de las capacidades, se utilizó una tasa de salida de 4% por año considerando las vidas operacionales de dichas tecnologías.

Tabla E58. Capacidades residuales de las tecnologías de demanda de otros sectores

Tecnología	Cod.	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
Tecnología con gas natural	TECGAS	PJ/año	83,6	80,2	76,9	73,6	70,2	66,9	63,5	60,2	56,8	53,5	50,2	46,8	43,5	40,1	36,8	33,4	30,1	26,7	23,4	20,1	16,7	13,4	10,0	6,7	3,3	0	0	0	0	0	0	
Tecnología con leña	TECLEN	PJ/año	28,2	27,1	25,9	24,8	23,7	22,6	21,4	20,3	19,2	18,0	16,9	15,8	14,7	13,5	12,4	11,3	10,2	9,0	7,9	6,8	5,6	4,5	3,4	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	0
Tecnología con diesel	TECDIE	PJ/año	92,9	89,2	85,4	81,7	78,0	74,3	70,6	66,9	63,2	59,4	55,7	52,0	48,3	44,6	40,9	37,1	33,4	29,7	26,0	22,3	18,6	14,9	11,1	7,4	3,7	0	0	0	0	0	0	0
Tecnología con electricidad	TECELE	PJ/año	262,1	251,6	241,1	230,6	220,1	209,6	199,2	188,7	178,2	167,7	157,2	146,8	136,3	125,8	115,3	104,8	94,3	83,9	73,4	62,9	52,4	41,9	31,4	21,0	10,5	0	0	0	0	0	0	0

Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	PJ/año	13,0	12,5	11,9	11,4	10,9	10,4	9,9	9,3	8,8	8,3	7,8	7,3	6,8	6,2	5,7	5,2	4,7	4,2	3,6	3,1	2,6	2,1	1,6	1,0	0,5	0	0	0	0	0	0
Tecnología con gasolina	TECGAL	PJ/año	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,0	3,8	3,6	3,4	3,2	3,0	2,8	2,6	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9	0,6	0,4	0,2	0	0	0	0	0	0

E.14. Parámetros de eficiencia

Este parámetro se asume constante durante todo el horizonte de modelado.

E.14.1. Fuentes de energía primaria

No tienen eficiencia ya que no hay proceso de transformación

E.14.2. Importaciones

No tienen eficiencia ya que no hay proceso de transformación.

E.14.3. Tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Tabla E59. Eficiencia de tecnologías de generación eléctrica (SIN)

Tecnología	Codificación	Eficiencia	Fuente
Térmica a carbón	TERCAR	0,43	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a carbón + CCS	TCACCS	0,4	(de Moura et al., 2018)
Térmica a gas natural	TERGAS	0,57	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a gas natural + CCS	TGACCS	0,43	(Younis et al., 2020)
Térmica a biomasa (leña)	TERLEN	0,35	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a biomasa (leña) + CCS	TLECCS	0,3	Estimado a partir de (Younis et al., 2020)
Térmica a biomasa (residuos)	TERRAF	0,35	(Cannone & Allington, 2021)
Térmica a biomasa (residuos) + CCS	TAFCCS	0,3	Estimado a partir de (Younis et al., 2020)
Planta de biogas (electricidad)	BIOGAS	0,4	(de Moura et al., 2018)
Hidroeléctrica de embalse	HIDEMB	1	(Cannone & Allington, 2021)
Hidroeléctrica de filo de agua	HIDFIL	1	(Cannone & Allington, 2021)
Planta geotérmica	PLAGEO	0,11	(Cannone & Allington, 2021)
Planta nuclear	PLNUCL	0,35	(Cannone & Allington, 2021)
Planta fotovoltaica	PFOTOV	1	(Cannone & Allington, 2021)
Planta fotovoltaica + batería	PFOTBA	1	(Cannone & Allington, 2021)
Planta CSP + batería	PCSPBA	0,35	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica onshore	PEOLON	1	(Cannone & Allington, 2021)

Planta eólica onshore + batería	PEONBA	1	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica offshore	PEOLOF	1	(Cannone & Allington, 2021)
Planta eólica offshore + batería	PEOFBA	1	(Cannone & Allington, 2021)
Pumped Hydro Storage PHS	PLAPHS	1	Supuesto a partir de (Cannone & Allington, 2021)

E.14.4. Tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)

Tabla E60. *Eficiencia de las tecnologías de generación eléctrica fuera de la red (ZNI)*

Tecnología	Codificación	Eficiencia	Fuente
Microred	MICRED	1	(Cannone & Allington, 2021)
Solución fotovoltaica individual	SFOTIN	1	(de Vos et al., 2018)
Planta a diesel pequeña	PLDIEP	0,4	(Cannone & Allington, 2021)

E.14.5. Transmisión y distribución

Tabla E61. *Eficiencia de las tecnologías de transmisión y distribución*

Tecnología	Codificación	Eficiencia	Fuente
Tecnología de transmisión (SIN)	TECTRA	0,95	Cannone et al., 2021
Tecnología de distribución	TECDIS	0,93	Cannone et al., 2021

E.14.6. Otras tecnologías de conversión

Tabla E62. *Eficiencia de otras tecnologías de conversión*

Tecnología	Codificación	Eficiencia	Fuente
Refinería	REFINE	0,764	(Vito & Universidad de los Andes, 2020)
Planta de GLP	PLAGLP	0,7	(UPME, 2020a)
Destilería	DESTIL	0,45	(Younis et al., 2020)
Planta de biodiesel	PLBDIE	0,88	(Younis et al., 2020)
Reformador de metano	REFMET	0,66	(Younis et al., 2020)
Reformador de metano + CCS	METCCS	0,66	(Younis et al., 2020)
Electrolizador	ELECTR	0,8	(Younis et al., 2020)
Planta de regasificación	PLAREG	1	Supuesto

Para el caso de las refinерías, también se considera los niveles de conversión de un barril de petróleo crudo a los cinco derivados que hacen parte del modelo.

Tabla E63. *Conversión de refinерías*

Energético	Proporción	Fuente
Gasolina	0,193	(UPME, 2021b)
Diésel	0,38	
GLP	0,016	
Keroseno-Jet Fuel	0,051	
Fuel oil	0,093	

E.14.7. Tecnologías de demanda sector industria

Tabla E64. *Eficiencia de las tecnologías de demanda del sector industria*

Tecnología	Codificación	Eficiencia	Fuente
Tecnología Alimentos y bebidas - Bagazo	TALBAG	0,66	(UPME, 2019a)
Tecnología Alimentos y bebidas - Carbón	TALCAR	0,77	(UPME, 2019a)
Tecnología Alimentos y bebidas - Gas Natural	TALGAS	0,80	(UPME, 2019a)
Tecnología Alimentos y bebidas - Electricidad	TALELE	0,99	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Alimentos y bebidas- Hidrógeno	TALHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Minerales NM - Carbón	TMICAR	0,58	(UPME, 2019a)
Tecnología Minerales NM - Gas Natural	TMIGAS	0,58	(UPME, 2019a)
Tecnología Minerales NM -Hidrógeno	TMIHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Coquización Refinería - Gas Natural	TREGAS	0,55	(UPME, 2019a)
Tecnología Coquización Refinería - Hidrógeno	TREHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Papel y cartón - Carbón	TPCCAR	0,70	(UPME, 2019a)
Tecnología Papel y cartón - Gas Natural	TPCGAS	0,80	(UPME, 2019a)
Tecnología Papel y cartón - Electricidad	TPCELE	0,99	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Papel y cartón - Hidrógeno	TPCHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Gas Natural	TMBGAS	0,62	(UPME, 2019a)
Tecnología Metalúrgicos básicos - Hidrógeno	TMBHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Productos Químicos - Bagazo	TPQBAG	0,71	(UPME, 2019a)
Tecnología Productos Químicos - Carbón	TPQCAR	0,72	(UPME, 2019a)
Tecnología Productos Químicos - Gas Natural	TPQGAS	0,70	(UPME, 2019a)
Tecnología Productos Químicos - Electricidad	TPQELE	0,99	(de Vos et al., 2018)

Tecnología Productos Químicos - Hidrógeno	TPQHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)
Tecnología Otros sectores - Carbón	TOSCAR	0,65	(UPME, 2019a)
Tecnología Otros sectores - Gas Natural	TOSGAS	0,66	(UPME, 2019a)
Tecnología Otros sectores - Electricidad	TOSELE	0,99	(de Vos et al., 2018)
Tecnología Otros sectores - Hidrógeno	TOSHID	0,92	(Element Energy and Jacobs, 2018)

E.14.8. Tecnologías de demanda sector residencial

Los valores de eficiencia para el sector residencial fueron tomados de (UPME, 2019b).

Tabla E65. *Eficiencia de las tecnologías de demanda del sector residencial*

Tecnología	Codificación	Eficiencia
Estufa a leña	ESTLEN	0,09
Estufa con gas natural	ESTGAS	0,46
Estufa eléctrica	ESTELE	0,70
Estufa GLP	ESTGLP	0,48
Neveras de baja eficiencia	REFRIB	0,14
Neveras de alta eficiencia	REFRIA	0,30
Iluminación de baja eficiencia	ILUMIB	0,06
Iluminación de alta eficiencia	ILUMIA	0,15
Aire acondicionado de baja eficiencia	AIRACB	0,30
Aire acondicionado de alta eficiencia	AIRACA	0,41
Calentador de agua con gas natural	CALGAS	0,83
Calentador de agua eléctrico	CALELE	0,90
TV de baja eficiencia	TVBAJA	0,11
TV de alta eficiencia	TVALTA	0,35
Lavadora de baja eficiencia	LAVADB	0,22
Lavadora de alta eficiencia	LAVADA	0,33
Ventilador de baja eficiencia	VENTIB	0,32
Ventilador de alta eficiencia	VENTIA	0,42
Otros electrónicos	OTROSB	0,33

E.14.9. Tecnologías de demanda sector transporte

Tabla E66. *Eficiencia de las tecnologías de demanda del sector transporte*

Tecnología	Codificación	Unidad	Eficiencia	Fuente
Automóvil Gasolina	AUTOGA	TJ/Mkm-pax	2,05	(UPME, 2019c)
Automóvil Diésel	AUTODI	TJ/Mkm-pax	1,88	(UPME, 2019c)
Automóvil GNV	AUTOGN	TJ/Mkm-pax	1,93	(UPME, 2019c)
Automóvil Eléctrico	AUTOEL	TJ/Mkm-pax	0,36	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Automóvil Híbrido	AUTOHB	TJ/Mkm-pax	0,19	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Automóvil Hidrógeno	AUTOHD	TJ/Mkm-pax	0,83	(Younis et al., 2020)
Camioneta Gasolina	CAMIGA	TJ/Mkm-pax	3,79	(UPME, 2019c)
Camioneta Diésel	CAMIDI	TJ/Mkm-pax	3,49	(UPME, 2019c)
Camioneta GNV	CAMIGN	TJ/Mkm-pax	2,16	(UPME, 2019c)
Camioneta Eléctrico	CAMIEL	TJ/Mkm-pax	0,50	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta Híbrido	CAMIHB	TJ/Mkm-pax	0,32	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Camioneta Hidrógeno	CAMIHD	TJ/Mkm-pax	0,89	(Younis et al., 2020)
Motocicleta Gasolina	MOTOGA	TJ/Mkm-pax	1,02	(UPME, 2019c)
Motocicleta Diésel	MOTODI	TJ/Mkm-pax	0,94	(UPME, 2019c)
Motocicleta GNV	MOTOGN	TJ/Mkm-pax	3,07	(UPME, 2019c)
Motocicleta Eléctrica	MOTOEL	TJ/Mkm-pax	0,14	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Motocicleta Hidrógeno	MOTOHD	TJ/Mkm-pax	1,03	(Younis et al., 2020)
Taxi Gasolina	TAXIGA	TJ/Mkm-pax	2,31	(UPME, 2019c)
Taxi Diésel	TAXIDI	TJ/Mkm-pax	2,13	(UPME, 2019c)
Taxi GNV	TAXIGN	TJ/Mkm-pax	2,72	(UPME, 2019c)
Taxi Eléctrico	TAXIEL	TJ/Mkm-pax	0,56	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Taxi Híbrido	TAXIHB	TJ/Mkm-pax	0,50	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Taxi Hidrógeno	TAXIHD	TJ/Mkm-pax	1,13	(Younis et al., 2020)
Microbus Gasolina	MIBUGA	TJ/Mkm-pax	0,39	(UPME, 2019c)
Microbus Diésel	MIBUDI	TJ/Mkm-pax	0,36	(UPME, 2019c)
Microbus GNV	MIBUGN	TJ/Mkm-pax	0,37	(UPME, 2019c)
Microbus Eléctrico	MIBUEL	TJ/Mkm-pax	0,26	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Microbus Hidrógeno	MIBUHD	TJ/Mkm-pax	0,30	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Bus Gasolina	BUSGAS	TJ/Mkm-pax	0,24	(UPME, 2019c)
Bus Diésel	BUSDIE	TJ/Mkm-pax	0,19	(UPME, 2019c)
Bus GNV	BUSGNV	TJ/Mkm-pax	0,13	(UPME, 2019c)
Bus Eléctrico	BUSELE	TJ/Mkm-pax	0,07	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Bus Hidrógeno	BUSHID	TJ/Mkm-pax	0,08	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión Gasolina	CAONGA	TJ/Mkm-pax	2,29	(UPME, 2019c)
Camión Diésel	CAONDI	TJ/Mkm-pax	2,18	(UPME, 2019c)

Camión GNV	CAONGN	TJ/Mkm-pax	1,24	(UPME, 2019c)
Camión Eléctrico	CAONEL	TJ/Mkm-pax	0,38	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Camión Hidrógeno	CAONHD	TJ/Mkm-pax	0,40	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Tractocamión Gasolina	TRACGA	TJ/Mkm-pax	1,02	(UPME, 2019c)
Tractocamión Diésel	TRACDI	TJ/Mkm-pax	0,87	(UPME, 2019c)
Tractocamión GNV	TRACGN	TJ/Mkm-pax	1,24	(UPME, 2019c)
Tractocamión Eléctrico	TRACEL	TJ/Mkm-pax	0,10	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Tractocamión Hidrógeno	TRACHD	TJ/Mkm-pax	0,11	(Godínez-Zamora et al., 2020)
Avión a jet fuel	AVIDIE	TJ/Mkm-pax	1,21	(IEA-ETSAP, 2013)
Barco a diesel	BARDIE	TJ/Mkm-pax	0,31	(IEA-ETSAP, 2013)
Metro eléctrico	METROE	TJ/Mkm-pax	0,01	(UPME, 2019c)

E.14.10. Tecnologías de demanda otros sectores

Tabla E67. Eficiencia de las tecnologías de demanda de otros sectores

Tecnología	Codificación	Eficiencia	Fuente
Tecnología con gas natural	TECGAS	0,89	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con leña	TECLEN	0,82	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con diesel	TECDIE	0,86	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con electricidad	TECELE	0,99	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con Fuel Oil	TECFUE	0,86	(de Vos et al., 2018)
Tecnología con gasolina	TECGAL	0,86	(de Vos et al., 2018)

E.15. Parámetros de actividad

Estos parámetros aplican para las fuentes de energía primaria solamente.

E.15.1. Límites de actividad máxima anual (potencial anual)

Para determinar los potenciales máximos de producción combustibles fósiles se usaron los valores de producción máxima de 2010 a 2020, y se toman constantes para todo el horizonte de tiempo. Para los residuos sólidos se toma el valor de referencia del año 2020, considerando una estimación de 61,5% de residuos orgánicos (INERCO, 2018). Para los recursos renovables, se asumen diversas estimaciones de distintos estudios.

Tabla E68. Potenciales de producción por año de las fuentes de energía primaria

Tecnología	Codificación	Unidad	Potencial	Fuente
Extracción de carbón	EXTCAR	Mton/año	91,2	(Ministerio de Minas y Energía, 2021)
Extracción de petróleo	EXTPET	MBls/año	368	(ANH, 2021)
Extracción de gas natural	EXTGAS	Gpc/año	456	(ANH, 2021)
Producción de bagazo	EXTBAG	PJ/año	118,6	(INERCO, 2018)
Producción de caña de azúcar (para bioetanol)	EXTCAN	PJ/año	118,8	(Younis et al., 2020)
Producción de aceite de palma (para biodiesel)	EXTACE	PJ/año	315,5	(Younis et al., 2020)
Producción de leña	EXTLEN	PJ/año	143	(Younis et al., 2020)
Producción de otros residuos agrícolas y forestales	EXTRAF	PJ/año	165	(Younis et al., 2020)
Producción de residuos sólidos urbanos	EXTRES	PJ/año	0,421	(INERCO, 2018)
Recursos hídricos - embalse	EXTHIE	PJ/año	1615,9	(Younis et al., 2020)
Recursos hídricos - filo de agua	EXTHIF	PJ/año	876,7	(Younis et al., 2020)
Recursos geotérmicos	EXTGEO	PJ/año	285,3	(Portafolio.co, 2021)
Recursos nucleares	EXTNUC	PJ/año	63,08	(UPME, 2020c)
Recursos solares fotovoltaicos	EXTSOL	PJ/año	10396,8	Cannone et al., 2021
Recursos termosolares	EXTTSO	PJ/año	69,69	Cannone et al., 2021
Recursos eólicos onshore	EXTEON	PJ/año	5386,18	Cannone et al., 2021
Recursos eólicos offshore	EXTEOF	PJ/año	1935,36	Cannone et al., 2021

E.3.2. Límite de actividad máxima en el período (reservas)

Este parámetro aplica para las fuentes de energía primaria no renovable solamente.

Tabla E69. Reservas de fuentes de energía no renovable

Tecnología	Codificación	Unidad	Reservas	Fuente
Extracción de carbón	EXTCAR	Mton	1586	(Ministerio de Minas y Energía, 2021)
Extracción de petróleo	EXTPET	MBls	Según escenario	Ver sección 7
Extracción de gas natural	EXTGAS	Gpc	Según escenario	Ver sección 7
Recursos nucleares	EXTNUC	ton	11000	(Portafolio, 2017)