

Evaluación Económica de la Descarbonización del Sector Eléctrico en la República Dominicana



Resumen

Este estudio evaluó escenarios de descarbonización del sector eléctrico en República Dominicana mediante un modelo computacional exploratorio y un proceso participativo con actores clave. Se analizaron 4 escenarios: base, referencia, gas natural y renovables. El escenario renovable, que reemplaza la generación a carbón por energías renovables como solar y eólica, mostró los mayores beneficios económicos netos promedio de US\$2 700 millones a 2050, una reducción del costo medio de generación de 8% en 2050, 140 millones de toneladas de CO₂e evitadas y 160 000 empleos directos adicionales creados a 2050. Lograr esto requeriría inversiones adicionales promedio en energías renovables de US\$3 300 millones. El escenario renovable alcanzaría 55% de generación renovable en 2050. Los resultados sugieren que la República Dominicana podría descarbonizar su matriz eléctrica de forma rentable. La propuesta de hoja de ruta recomienda expandir la generación renovable y el almacenamiento, fortalecer la red de transmisión y planificar cuidadosamente la sustitución de la generación a carbón en el largo plazo. El estudio provee insumos valiosos para la toma de decisiones sobre la transición energética en el país.

Abstract

This study evaluated decarbonization scenarios for the electricity sector in the Dominican Republic through an exploratory computational model and a participatory process with key stakeholders. Four scenarios were analyzed: baseline, reference, natural gas and renewable. The renewable scenario, which replaces coal-fired generation with renewables such as solar and wind, showed the highest average net economic benefits of US\$2.7 billion by 2050, an average generation cost reduction of 8% by 2050, 140 million tons of CO₂e avoided, and 160,000 additional direct jobs created by 2050. Achieving this would require additional average renewable energy investments of US\$3.3 billion. The renewable scenario would reach 55% renewable generation by 2050. The results suggest that the Dominican Republic could decarbonize its electricity matrix in a cost-effective manner. The proposed roadmap recommends expanding renewable generation and storage, strengthening the transmission grid, and carefully planning the replacement of coal-fired generation in the long term. The study provides valuable inputs for decision making on the country's energy transition.

Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Evaluación económica de la descarbonización del subsector eléctrico en la República Dominicana: informe final / Jairo Quirós-Tortós, Luis F. Víctor-Gallardo, Susana Solórzano-Jiménez, Lucía Rodríguez-Delgado, Ophélie Risler, Rafael Berigüete, Giuseppe Sbriz, Miguel Aybar-Mejía. p. cm. — (Monografía del BID ; 1138)

1. Carbon dioxide mitigation-Dominican Republic-Costs. 2. Greenhouse gas mitigation-Dominican Republic-Costs. 3. Climate change mitigation-Dominican Republic-Costs. 4. Climatic changes-Government policy-Dominican Republic. 5. Environmental policy-Dominican Republic. I. Quirós-Tortós, Jairo. II. Víctor-Gallardo, Luis. III. Solórzano-Jiménez, Susana. IV. Rodríguez-Delgado, Lucía. V. Risler, Ophélie. VI. Sbriz, Giuseppe. VII. Aybar-Mejía, Miguel. VIII. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático. IX. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. X. Serie IDB-MG-1138

Palabras clave: energía, electricidad, carbón, renovables, República Dominicana

Códigos JEL: Q40, Q42, Q47, Q48

Copyright © 2023 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





Escrito por: Jairo Quirós-Tortós, Luis F. Víctor-Gallardo, Susana Solórzano-Jiménez, Lucía Rodríguez-Delgado, Ophélie Risler, Rafael Berigüete, Giuseppe Sbriz, Miguel Aybar-Mejía.

Proyecto supervisado por: Benoit Lefevre, Héctor Baldivieso.

Especial agradecimiento a: Rafael Gómez Del Giudice, Aníbal Mejía, Hugo Morales Sosa, Henry Caraballo, Peter Santana, Max Puig, Rodrigo Fincheira,

Agradecemos también a: Javier Bustos, Maribel Dionicio, Adrien Vogt-Schilb y demás revisores anónimos del Banco Interamericano de Desarrollo.

Este estudio fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (RG-E1855). Este es un documento oficial de Climate Lead Group, Costa Rica.

Póngase en contacto a través de:
Dirección: Goicoechea, San José, Costa Rica
Teléfono o WhatsApp: +(506) 8581-1786
Correo electrónico: admin@clg-cr.com; jquiros@clg-cr.com
Página web: <https://climateleadgroup.com/>

Introducción

En República Dominicana, el 84 % de la electricidad se genera con combustibles fósiles: 31 % carbón, 15 % *fuel oil* y 38 % gas natural. Esta dependencia de los combustibles fósiles para la generación de electricidad plantea desafíos significativos en cuanto a los costos de importación y las emisiones de dióxido de carbono en el país. La transición hacia un sistema basado en energías renovables no será fácil a menos que se asocie con el desarrollo económico y social del país. Este estudio explora 2 preguntas: ¿Qué sinergias existen entre los objetivos de desarrollo del país y la transición a energías renovables? Y ¿Cómo puede la estrategia de descarbonización a largo plazo manejar la incertidumbre que rodea la transición?

Este estudio evalúa las implicaciones socioeconómicas y las consideraciones de política de la transición a una matriz eléctrica con bajas emisiones a 2050 en la República Dominicana. Se utiliza el método de Toma de Decisiones Robustas (RDM, por sus siglas en inglés) para explorar la incertidumbre que rodea la estrategia a largo plazo y para asegurar que las cuantificaciones atiendan las necesidades del Ministerio de Energía y Minas y demás actores involucrados.

A través de talleres y sesiones bilaterales se co-crearon 4 escenarios: el base que es tendencial; el de referencia que se basa en el plan energético de 2022; el de gas natural que evalúa la posible reconversión de las plantas a carbón por gas natural; y el de renovables que analiza la sustitución de las plantas a carbón por energías renovables no convencionales acopladas con almacenamiento.

Encontramos que el escenario de renovables ofrece una opción técnicamente factible con el beneficio socioeconómico neto más alto, estimado en US\$ 2 700 millones a mediados de siglo, con una participación de las energías renovables no convencionales de alrededor del 55% . La transición a las energías renovables podría ahorrar un promedio de US\$ 5 800 millones en costos de combustibles fósiles y US\$ 1 500 millones en servicios de salud al reducir las emisiones nocivas, compensando los US\$ 4 600 millones de inversión en energía renovable requerida. Además, el escenario renovable crearía a 2050 la mayor cantidad de empleos directos adicionales, 160 000 y encadenaría otros miles de empleos indirectos. Como se esperaba, reemplazar la generación de combustibles fósiles con energía renovable reduciría las emisiones, evitando 140 millones de toneladas de CO₂e acumuladas a 2050. Esta contribución equivale a 1.5 veces la reducción del escenario de gas natural y 3 veces la del escenario de referencia.

Finalmente, el estudio propone una hoja de ruta para descarbonizar la matriz eléctrica del país con acciones a corto plazo que incluyen la definición de áreas para la

producción de energía renovable, el establecimiento de procesos competitivos para nuevos desarrollos y el alineamiento de la expansión del sistema de transmisión con la expansión de la generación eólica y solar que en el mediano y largo plazo permitirían una transición donde sea posible prescindir del carbón.

Lo anterior será posible gracias a la expansión del almacenamiento y la generación térmica flexible que complementa las fuentes de energía renovable variable. Estos pasos iniciales, deben ser liderados por el Ministerio de Energía y Minas con la participación de otros actores clave del sector, para sentar las bases de una transición lejos del carbón a medio y largo plazo. Sin embargo, la implementación de estas recomendaciones no estará exenta de desafíos y requerirá un compromiso sostenido de todas las partes interesadas. El seguir este camino ayudaría al crecimiento ordenado y estratégico de la generación renovable que ayudaría a aumentar la competitividad del país y reduciría sus emisiones de dióxido de carbono de forma significativa.

El estudio proporciona información clave para la toma de decisión hacia la descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana. Por ejemplo, puede guiar al gobierno en la formulación de políticas energéticas, asistir a las empresas de generación en la elaboración de estrategias de largo plazo y proporcionar a inversionistas una perspectiva valiosa sobre las oportunidades en el sector eléctrico. Además, el estudio ofrece una aplicación novedosa de la metodología RDM que podría respaldar estudios futuros en otros países o regiones.

Prólogo

La República Dominicana se encuentra en el umbral de un futuro prometedor que traerá desafíos cruciales y oportunidades excepcionales para nuestro sector energético. Este estudio marca un antes y un después en nuestra búsqueda por un futuro sostenible, resiliente y próspero para nuestro país. Conscientes de la necesidad urgente de abordar los problemas energéticos que enfrentamos, este estudio, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo, es el resultado de un esfuerzo país para explorar el camino hacia una transición energética justa y eficiente que nos permitirá sostener el crecimiento económico y acelerar la creación de empleos.

El estudio ha realizado un análisis detallado de posibles rutas para la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana, evalúa distintas opciones para atender el crecimiento de la demanda, incluye una apuesta por las energías renovables autóctonas que permitirán, además, consolidar la ruta hacia la independencia energética. El análisis se basa en una metodología sólida y exhaustiva, que aplica un marco analítico, apoya y fortalece la toma de decisiones informadas y se basa en evidencias técnicas.

El estudio es un recurso valioso para todos los interesados en la transición energética de la República Dominicana, al proporcionar un análisis sólido de posibles implicaciones económicas, ambientales y sociales de las diferentes rutas de descarbonización. El análisis muestra oportunidades excepcionales de crear más empleos y mejorar la economía del país a través de inversiones en energías renovables.

El camino hacia la descarbonización es complejo y no exento de incertidumbres. No obstante, este estudio refuerza la convicción de que el país, a través de planificación cuidadosa, con una cooperación efectiva entre los sectores público y privado y un compromiso con la innovación y la sostenibilidad, puede superar los desafíos y aprovechar las oportunidades que se presentan.

Estamos seguros de que este estudio será un catalizador para el diálogo constructivo y la acción decidida hacia la transición energética en la República Dominicana. Con la colaboración de todos, podremos construir un futuro energético sostenible y resiliente que impulse el crecimiento y garantice el bienestar de las generaciones presentes y futuras.

Bienvenidos a este viaje de descubrimiento, innovación y transformación.



Antonio Almonte Reynoso
Ministerio de Energía y Minas

Tabla de contenido

Acrónimos	11
Agradecimientos	13
Resumen ejecutivo.....	14
Contexto de la descarbonización en República Dominicana	14
Objetivo y metodología del estudio	16
Resultados de costos, emisiones y empleos	20
Propuesta de hoja de ruta para descarbonizar el sector eléctrico	25
1. Contexto y metodología de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana	28
1.1. Sector eléctrico y su estructura	32
1.2. Sector eléctrico en números.....	34
1.3. Reformas y planes sectoriales del sector eléctrico y su contribución a la descarbonización	36
1.4. Proceso co-constructivo con actores del sector eléctrico.....	39
1.5. Método para estimaciones económicas, de emisiones y empleos.....	40
1.6. Creación de la propuesta de hoja de ruta para la descarbonización.....	42
1.7. Alcance y limitaciones del análisis y futuras líneas de trabajo	43
2. Análisis socioeconómico de la descarbonización del sector eléctrico	44
2.1. Caracterización de los escenarios	44
2.2. Consideraciones clave para la evaluación de los escenarios	47
2.3. Transformaciones en el parque de generación del SENI.....	55
2.4. Métricas socioeconómicas	59
2.5. Emisiones de GEI	65
2.6. Drivers de las métricas económicas.....	67
3. Propuesta de hoja de ruta para descarbonizar el sector eléctrico	72
3.1. Identificación de hitos deseables	72
3.2. Barreras y condiciones habilitantes.....	74
3.3. Acciones de la hoja de ruta en el tiempo	75
4. Epílogo	86

5. Referencias	89
6. Anexos.....	96
6.1. Método de toma de decisión robusta (RDM).....	96
6.2. Talleres y participantes	99
6.3. Matriz de barreras, causas y condiciones habilitantes	104
6.4. Descripción del modelo	109
6.5. Consideraciones y datos para la modelación.....	113
6.5.1. Módulo de demanda	113
6.5.2. Módulo de oferta.....	113
6.5.3. Módulo de análisis horario y sustituciones	114
6.5.4. Módulo de métricas	117
7. Apéndices.....	123
7.1. Caso de estudio: Inclusión de generación hidroeléctrica	123
7.1.1. Capacidad instalada	123
7.1.2. Generación de energía	124
7.1.3. Emisiones de GEI	125
7.1.4. Métricas socioeconómicas.....	125

Acrónimos

AIE	Agencia Internacional de la Energía
BAU	Escenario tendencial, del inglés <i>business-as-usual</i>
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAPEX	Costos de capital
CLG	Climate Lead Group
CNCCMDL	Consejo Nacional de Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO ₂	Dióxido de carbono
CO _{2e}	Dióxido de carbono equivalente
DAMI	Desempeño, acciones, modelos e incertidumbres
EDE	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ERNC	Energía renovable no convencional
ERV	Energías renovables variables
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
GEI	Gases de efecto invernadero
GW	Gigavatios
IMF	Fondo Monetario Internacional
INFOTEP	Instituto Nacional de Formación Técnico Profesional
INTEC	Instituto Tecnológico de Santo Domingo
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables
LGE	Ley General de Electricidad
LHS	Muestreo de hipercubo latino, del inglés <i>latin hypercube sampling</i>

Descarbonización del Sector Eléctrico Dominicano

MAURISE-RD	Modelo exploratorio de rutas de descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEMRD	Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana
MIMARENA	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
MEPYD	Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo
NDC	Contribución nacionalmente determinada
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables
OC	Organismo Coordinador
OPEX	Costos de operación y mantenimiento
PEG	Plan de Expansión de Generación
PEN	Plan Energético Nacional
PET	Plan de Expansión de la Transmisión
PJ	Petajulios
RDM	Toma de decisiones robustas
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
US\$	Dólares de EE.UU.
WEO	World Energy Outlook

Agradecimientos

Este documento ha sido escrito por: Jairo Quirós-Tortós, Luis F. Víctor-Gallardo, Susana Solórzano-Jiménez, Lucía Rodríguez-Delgado, Ophélie Risler, Rafael Berigüete, Giuseppe Sbriz y Miguel Aybar-Mejía.

El mismo fue revisado por: Rafael Gómez Del Giudice, Aníbal Mejía, Hugo Morales Sosa, Henry Caraballo, Peter Santana, Max Puig, Rodrigo Fincheira, Javier Bustos, Maribel Dionicio, Héctor Baldivieso, Benoit Lefevre, Adrien Vogt-Schilb y demás revisores anónimos del Banco Interamericano de Desarrollo.

Agradecemos profundamente a todas aquellas personas que nos aportaron insumos durante todo el proceso. Un especial agradecimiento a las personas que nos recibieron durante las sesiones bilaterales con los actores clave del sector: Manuel López San Pablo, Iván Veras, Máximo Domínguez, Rony Montero, Jhimmer Lorenzo, Damarys de los Milagros Marte de Antun, Iván Eitenne Guzmán Aybar, Manuel de Jesús Aquino Fernández, Aureli Peña Ortiz, Dalvis Castillo, César Olivero Castillo, Robert Estella, Mercedes Arias, Osvaldo González Mejía, Fares Antonio Jamatte, Luis Vargas, Francisco Nuñez, George Reinoso, Carlos Álvarez, Alan Ramírez, Luz Alcántara, Marino Inchaustegui y Ramón Antonio Then Rosario.

Nuestro sincero agradecimiento se extiende a cada uno de los 120 participantes de los talleres que activamente brindaron insumos valiosos para este proyecto.

Este trabajo es producto de una colaboración entre Climate Lead Group S.A. y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este estudio fue financiado por el programa de trabajo económico y sectorial (ESW por sus siglas en inglés) del Banco Interamericano de Desarrollo (RG-E1855).

Resumen ejecutivo

Contexto de la descarbonización en República Dominicana

Los esfuerzos para limitar el calentamiento global por debajo de 2°C y tan cerca de 1.5°C hacia mitad de siglo con respecto a los niveles pre-industriales son cada vez mayores. Muchos gobiernos, empresas y organizaciones no gubernamentales han desplegado acciones para luchar contra el cambio climático. Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), limitar el calentamiento global implica reducir las emisiones netas de dióxido de carbono (CO₂) a cero para mitad de siglo y reducir sustancialmente otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como el metano, el carbono negro y los óxidos nitrosos (IPCC, 2018).

La descarbonización del sector energético es clave para limitar el calentamiento global. Consumir y transformar energía produce el 79 % de las emisiones globales (Friedrich et al., 2023). Descarbonizar el sector energético es una oportunidad para los países de continuar con el crecimiento económico del sector mientras se reduce las emisiones de GEI por cada dólar producido. La Agencia Internacional de la Energía (AIE), a través de su *World Energy Outlook* (WEO) publicado en octubre de 2022, destaca los beneficios de lograr una descarbonización del sistema energético global analizando distintos escenarios (AIE, 2022b).

Descarbonizar el sector eléctrico es una de las acciones prioritarias para descarbonizar el sector energético. El WEO resalta que los países deben aumentar la producción de electricidad con energías renovables no convencionales (ERNC) de menor costo, como la solar fotovoltaica y la eólica, para desplazar la producción de electricidad con combustibles fósiles (AIE, 2022b). Los escenarios del WEO presentan niveles de producción de electricidad con ERNC de al menos un 45 % de la matriz eléctrica en el 2050. Además, todos los escenarios del WEO 2022 presentan una reducción importante de la generación a carbón (AIE, 2022b).

La República Dominicana ha hecho importantes esfuerzos para descarbonizar su economía. El país propuso en su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC, por sus siglas en inglés) de 2020 reducir sus emisiones en 27 % al 2030 con respecto a un escenario tendencial, conocido también como *business-as-usual* [BAU, (Gobierno de la República Dominicana, 2020)]. El 7 % de esa reducción es incondicional, mientras que el 20 % de la reducción es condicionada a financiamiento externo. El país también ha anunciado su aspiración por alcanzar la carbono-neutralidad a 2050 con transformaciones en toda la economía (Gobierno de la República Dominicana, 2020; Presidencia de la República Dominicana, 2022).

Las políticas energéticas vigentes en el país buscan reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados. El artículo 21 de la Ley 57-07 plantea la meta a 2025 de satisfacer el 25 % de las necesidades eléctricas con fuentes de energía renovables (El Congreso Nacional, 2007). A finales del 2022, sólo un 16 % de la energía consumida provino de estos recursos. Según el Organismo Coordinador (OC), la energía solar fotovoltaica y eólica iniciaron su participación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el 2011, alcanzado casi un 9 % de la generación en el 2022. El Plan Energético Nacional (PEN) publicado en marzo 2022 (CNE, 2022b) presenta diversos escenarios del sector energético a 2036. El PEN muestra un crecimiento de la demanda eléctrica que provocaría un aumento de las emisiones de GEI ya que los recursos no renovables siguen siendo predominantes en todos los escenarios. El PEN resalta la importancia de reducir la dependencia del país de combustibles fósiles para decrecer la exposición del país a eventos internacionales que afecten su abastecimiento energético, planteando el crecimiento de generación renovable (CNE, 2022b). Para lograr lo anterior, el PEN recomienda crear condiciones para continuar desarrollando inversiones en energía solar y eólica y para desplegar sistemas de almacenamiento de baterías.

A pesar de estos esfuerzos, la generación de las centrales a carbón ha crecido en el país. En 2022, la generación a carbón se triplicó con respecto a la de 2018 debido a la entrada en operación parcial en el año 2019 y total en el 2020 de la Central Termoeléctrica Punta Catalina, la cual tiene una potencia nominal de 782 MW. Este crecimiento ha sido parte de las soluciones que el sector ha encontrado para suplir su demanda a bajo costo. En 2022, las tres centrales a carbón, que suman 1 094 MW de capacidad instalada, aportaron el 31 % de la generación eléctrica total. Considerando la mayor intensidad de carbono y dependencia energética de las importaciones de carbón para el SENI, existe una oportunidad para el país de contribuir a las metas de la NDC y ampliar su soberanía energética siempre que se reduzca la generación eléctrica a partir del carbón.

Existen inquietudes sobre la transición desde las fuentes de energía fósiles en República Dominicana, especialmente por la limitada capacidad hidroeléctrica y las escasas posibilidades de interconexión eléctrica con otros sistemas. Aunque el país posee considerables recursos solares y eólicos, será necesario respaldarlos con tecnologías de almacenamiento de energía y otras mejoras técnicas del sistema, aspectos que se exploran a fondo en este estudio. La transformación necesaria para alejarse del uso del carbón podría implicar costos significativos, lo cual genera preocupación entre los expertos del sector. Cuantificar el costo de la transición bajo diversas condiciones futuras posibles es un primer paso esencial para aspirar a un sistema eléctrico con una menor dependencia del carbón.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) apoya al Gobierno de la República Dominicana con este estudio para evaluar opciones que apalanquen la descarbonización del sector eléctrico. Se busca contribuir al diálogo del Gobierno con actores relevantes para planificar la descarbonización del sector eléctrico de forma ordenada e informada, con una perspectiva de largo plazo. Con este trabajo, se tendrán insumos para encaminar la descarbonización del sector y crear un sistema renovable, resiliente, de bajas emisiones y de mayor sostenibilidad financiera. Además, de esta forma será posible entender si la descarbonización del sector eléctrico en el país evolucionará de manera similar a como evoluciona en escenarios globales.

Objetivo y metodología del estudio

El trabajo realiza una evaluación socioeconómica de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana y formula una propuesta de hoja de ruta para caminar hacia la descarbonización. La propuesta se basa en un análisis estadístico de los resultados de miles de simulaciones obtenidas con un modelo exploratorio del sector eléctrico del país, así como retroalimentación constante de partes interesadas. La metodología general del estudio se basa en el método de toma de decisión robusta [RDM, por sus siglas en inglés (R. Lempert, 2013; R. J. Lempert, 2019)] que se basa en un proceso participativo – ejecutado a través de talleres consultivos y reuniones bilaterales – con las partes interesadas para reflejar los distintos objetivos e ideas en el análisis. Entre septiembre del 2022 y marzo del 2023, se realizaron tres talleres participativos con más de 70 personas por taller y más de 30 reuniones bilaterales con actores clave.

El enfoque metodológico se sustenta en esfuerzos similares en la región. En América Latina y el Caribe se han realizado varias evaluaciones económicas de escenarios de descarbonización, los cuales han encontrado que las tecnologías de cero o bajas emisiones producen ahorros considerables a los países (Arguello et al., 2022; Benavides et al., 2021; Galindo, et al., 2022; Groves et al., 2020; Quirós-Tortós et al., 2021; Saget et al., 2020; UNEP, 2022). Los estudios resaltan los beneficios adicionales que produce un sistema eléctrico renovable tales como mejores tarifas y creación de empleos. Además, la constante reducción de los costos nivelados de los sistemas solares y eólicos (IRENA, 2022) hacen que estas tecnologías tengan actualmente el costo nivelado de la electricidad más competitivo (CNE, 2022b).

Los insumos de los actores del sector eléctrico obtenidos del proceso participativo permitieron formular 4 escenarios. Los escenarios buscan responder a la pregunta ¿Qué pasa si...? Por ejemplo, ¿Qué pasa si el sector

eléctrico continúa operando de forma tendencial hacia mitad de siglo?, o bien, ¿qué pasa si el sector eléctrico se descarboniza a mitad de siglo desplazando la generación con combustibles fósiles? Todos los escenarios consideran la demanda energética del escenario tendencial del PEN proyectada a 2060 con el crecimiento económico del país, pero proponen diferentes maneras de atender esta demanda:

- **Escenario base o BAU:** describe una evolución del sector eléctrico de hasta 2060 que incluye los proyectos de generación solar y eólica que el PEN otros planes contemplan hasta 2034. El crecimiento de energía renovable es tendencial con respecto a los últimos 10 años, alcanzando un 29 % en 2050. El resto de la nueva demanda se suple con nuevos proyectos basados en gas natural y la capacidad instalada del carbón se mantiene constante.
- **Escenario de referencia:** se basa en el escenario con más energía renovable del PEN (el 3D). Este abastece la demanda eléctrica mediante energías renovables no convencionales. El escenario alcanza 29% de generación de energía renovables no convencionales en el 2035 de acuerdo con el PEN. En el estudio se extrapola hasta el 37 % en 2050. Además, incorpora los proyectos a gas natural licitados en 2022 o en proceso a ser licitados según información obtenida del Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana (MEMRD). Estos proyectos se muestran en el Cuadro 4 de la Sección 2.2. Dado a que los escenarios del PEN tienen un horizonte a 2036, el escenario de referencia en este estudio proyecta el escenario 3D del PEN hasta 2060 con base al comportamiento plasmado en dicho escenario.
- **Escenario de gas natural:** se basa en el escenario de referencia, pero explora la reconversión de plantas a carbón por gas natural.
- **Escenario de renovables:** se basa en el escenario de referencia, pero se explora la reconversión o sustitución de las plantas a carbón por energías renovables no convencionales, incluyendo el despliegue de almacenamiento de energía por baterías para tecnologías intermitentes. El porcentaje de generación con energía renovable no convencional estaría entre 48 % y 63 % a 2050 (sección 2.3) y es un resultado del análisis.

Luego se construyó una herramienta computacional para evaluar métricas de interés. Se denomina modelo exploratorio de rutas de descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana (MAURISE-RD). Se desarrolló en el lenguaje de programación Python y se basa en la lógica del modelo OSeMOSYS (Godínez-Zamora et al., 2020; Howells et al., 2011). El modelo fue co-construido con múltiples actores del sector incluyendo el MEMRD y el OC. Además, el Instituto Tecnológico de Santo Domingo fue capacitado para su posterior utilización y expansión. Una

publicación académica futura hará el modelo disponible. El modelo permite crear y evaluar escenarios para el periodo 2018 a 2060, a partir de una calibración con fuentes facilitadas durante los procesos consultivos, fuentes públicamente disponibles en el país, fuentes internacionales en caso de no existir información local y la experticia del equipo con base a experiencia en otros estudios. Algunos resultados del estudio se muestran a 2050 tomando en consideración que la IPCC ha identificado como meta el año 2050 para alcanzar cero emisiones netas y limitar el aumento de la temperatura a 1.5 °C con respecto a niveles preindustriales.

Las cuantificaciones se realizaron y se sometieron a revisión y discusión de las partes interesadas para recibir retroalimentación y co-crear un análisis relevante. Durante los ejercicios de presentación de resultados e intercambio de ideas en talleres consultivos y reuniones bilaterales, se generaron insumos adicionales para i) tener mejores estimaciones sobre costos y beneficios de la descarbonización del sector eléctrico; y ii) definir las actividades convenientes para una expansión descarbonizada de la generación eléctrica del país en el largo plazo, considerando la incertidumbre y la sustitución de la generación a carbón. Las empresas generadoras, entes reguladores y operadores, la empresa de transmisión y las distribuidoras expresaron su visión sobre cuales incertidumbres que pueden afectar la transición hacia una matriz eléctrica con mayor participación de energías renovables. Además, los actores enlistaron las métricas con las cuales podría evaluarse el desempeño de la transición hacia un sistema menos dependiente de los combustibles fósiles en la dimensión económica, ambiental y social.

Un aspecto clave de este estudio es la naturaleza exploratoria del ejercicio analítico. En vez de realizar una sola predicción sobre la oferta y demanda del sistema eléctrico o de resolver una expansión óptima de la generación, este estudio explora 1 001 futuros por escenario¹ con el fin de entender el efecto de las diversas incertidumbres políticas y técnico-económicas que pueden afectar la transición energética en el país bajo la perspectiva de los actores del sector. Este enfoque permite entender el efecto de un posible menor o mayor costo del carbón, de las

¹ En total se evaluaron 6 006 futuros: 1 001 para el escenario base, 1 001 para el escenario de referencia y 1 001 para el de gas natural. El escenario de renovables se expandió a 3 003 futuros con el fin de atender diversas preguntas de los actores. Se hicieron 1.001 para un escenario con: i) biomasa, solar, eólico en tierra y eólico en mar; ii) sólo con solar, eólico en tierra y eólico en mar; iii) sólo con solar y eólico en tierra. Cada uno de los 1 001 futuros de un escenario es comparable a los 1 001 de otro escenario porque comparten parámetros: costos tecnológicos, costos de combustibles, eficiencias, factores de capacidad y demanda. A cada combinación de parámetros se les llama futuro.

tecnologías renovables, del almacenamiento de energía, o bien de una mayor o menor aspiración en cuanto a la penetración de ERNC. Para cada uno de los 1 001 futuros, se estiman métricas de interés identificadas por los actores clave del sector como el costo -que incluye la monetización de los contaminantes producidos por la combustión y su efecto sobre la salud-, las emisiones anuales de GEI y el número de empleos anuales, que luego son comparadas entre escenarios para comprender el rendimiento de cada escenario por futuro plausible explorado.

El estudio estima costos, emisiones y empleos creados. Los costos incluyen inversiones (CAPEX, por sus siglas en inglés), costos de operación fijos y variables (OPEX, por sus siglas en inglés) y costos por externalidades negativas de los combustibles fósiles. Todos se muestran descontados a 2023 con una tasa de descuento de 5.04 %². Las inversiones se estiman utilizando los costos unitarios de las tecnologías según las estadísticas de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2021) y el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos (NREL, 2022). Los costos operativos fijos se calculan con datos del NREL (NREL, 2022). Los costos de los combustibles parten de las estadísticas del OC y proyecciones a 2024 del CME Group, compañía estadounidense de mercados financieros que opera una bolsa de opciones y futuros, siendo el principal mercado de derivados a nivel internacional (CME Group, 2023) y el *World Economic Outlook* (IMF, 2022) y luego para el periodo 2025-2060 se obtienen del WEO (AIE, 2022b). Los costos de las externalidades negativas causados por los combustibles fósiles emplean coeficientes estimados por el Fondo Monetario Internacional (David, Ian, Nghia-Piotr, & Baoping, 2019).

Las externalidades contemplan efectos en la salud por absorción de contaminantes, tasas de mortalidad por enfermedades como infartos, enfermedades pulmonares obstructivas, enfermedad cardiovascular isquémica, cáncer de pulmón; entre otras. El análisis aproxima los costos de la generación utilizando los costos variables de generación y los costos de la energía renovable. Las emisiones se estiman con los consumos de combustible y factores de emisión para el país (GIZ, 2020; MIMARENA, CNCCMDL, & PNUD, 2020). El número de empleos para las fases de construcción y operación y mantenimiento utiliza estadísticas internacionales que fueron discutidas

² Los costos para el periodo 2023-2060 de cada escenario se estimaron considerando una tasa de descuento de 5.04 % tomada como referencia de estudios de la CNE (CNE, 2022a).

con los actores clave del país para ajustar a las particularidades de la República Dominicana (Greenpeace, 2019; Teske, 2019).

Resultados de costos, emisiones y empleos

El estudio muestra que es técnicamente posible lograr un balance entre la oferta y la demanda eléctrica en cada hora del año incluso en los escenarios que presentan niveles de participación de las energías renovables no convencional por encima del 55 % en el 2050. El análisis horario realizado demuestra que la variabilidad diaria de la energía solar puede ser gestionada de forma efectiva con el almacenamiento de energía y que la variabilidad estacional de la energía eólica puede ser manejada con plantas de respaldo que satisfagan las necesidades durante los meses de poco viento. La flexibilidad del parque de generación térmico basado en gas natural que se instalaría en esta década y en el despliegue del almacenamiento de baterías, así como la presencia de motores de combustión interna que se utilicen para atender picos ocasionales permitirían una operación continua del SENI a pesar del crecimiento de la demanda.

El estudio muestra que el escenario de renovables, que sustituye la producción a carbón por eólica y solar con almacenamiento, es en promedio el de mayor beneficio para el país, alcanzando los US\$ 2 700 millones acumulados hacia mitad de siglo y descontados a 2023 (Figura RE1). El beneficio se estima como la diferencia entre los costos del escenario en cuestión y el escenario base. Un valor positivo implica un beneficio neto (sobre la línea del 0 del eje de las ordenadas) y un valor negativo un costo neto (por debajo de la línea del 0 del eje de las ordenadas). Las barras de la Figura RE1 muestran el promedio de los 1 001 futuros en los que los escenarios son comparables. Los puntos sombreados en rojo representan los beneficios o costos netos de cada uno de los futuros explorados para los escenarios.

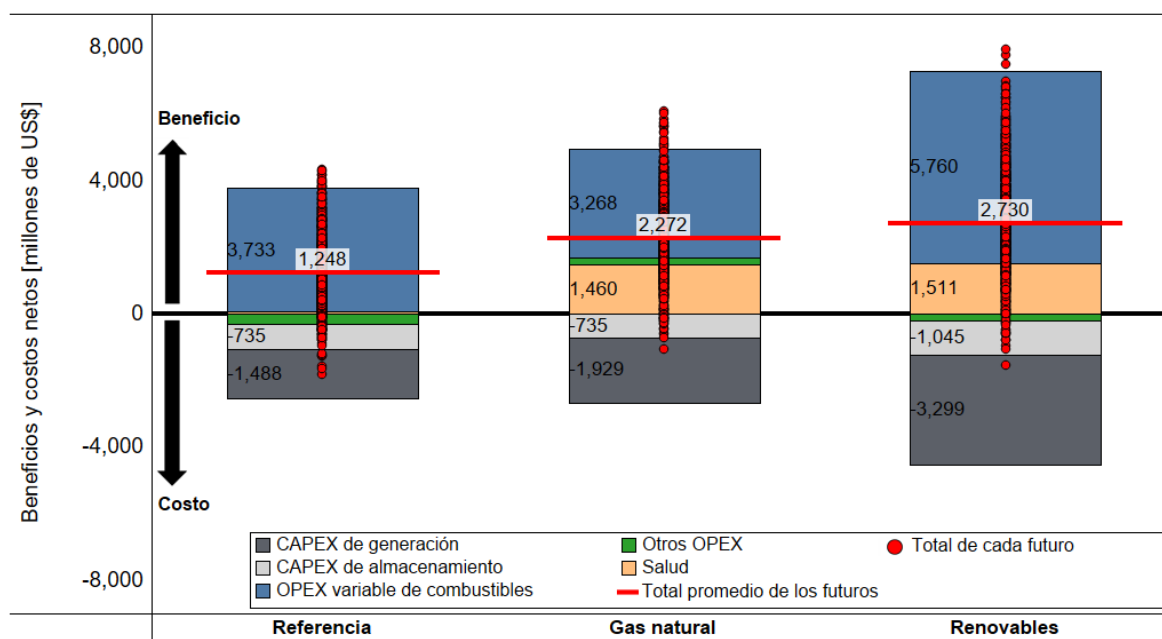
Para el escenario de renovables, desplegar nuevas ERNC requeriría en promedio US\$ 3 300 millones adicionales que en el escenario base en CAPEX de generación y US\$ 1 000 millones adicionales en CAPEX de almacenamiento. La transición a un sistema renovable evitaría comprar combustibles fósiles reduciendo así la salida de divisas del país. El promedio de estos ahorros se estima en US\$ 5 800 millones para los futuros posibles. La sustitución de la generación a carbón tendría importantes beneficios en términos de la salud, pues evitarían las externalidades negativas que estudios anteriores ya han identificado (IIDMA, 2022). Dichos beneficios en salud se estiman en US\$ 1 500 millones (promedio de los futuros).

El escenario de gas natural traería beneficios económicos, aunque estos serían en promedio menores al escenario renovable. Las inversiones adicionales promedio se

estiman en US\$ 1 900 millones y el ahorro en combustible en US\$ 3 300 millones. El escenario de gas natural brindaría un beneficio neto de US\$2 300 millones (US\$ 500 millones menos que el escenario de renovables).

El escenario de referencia tendría un beneficio neto de US\$ 1 300; menos de la mitad del escenario renovable y poco más de la mitad del escenario de gas natural. Aunque las inversiones totales son inferiores a los escenarios de renovables y de gas natural (US\$ 1 500 millones), los ahorros por OPEX variable de combustible son inferiores al escenario de renovables y similares a los de gas natural. Además, los beneficios en salud del escenario de referencia son prácticamente nulos ya que se mantiene la producción de energía eléctrica con plantas a carbón.

Figura RE1. Beneficios económicos de los escenarios relativos al escenario base.

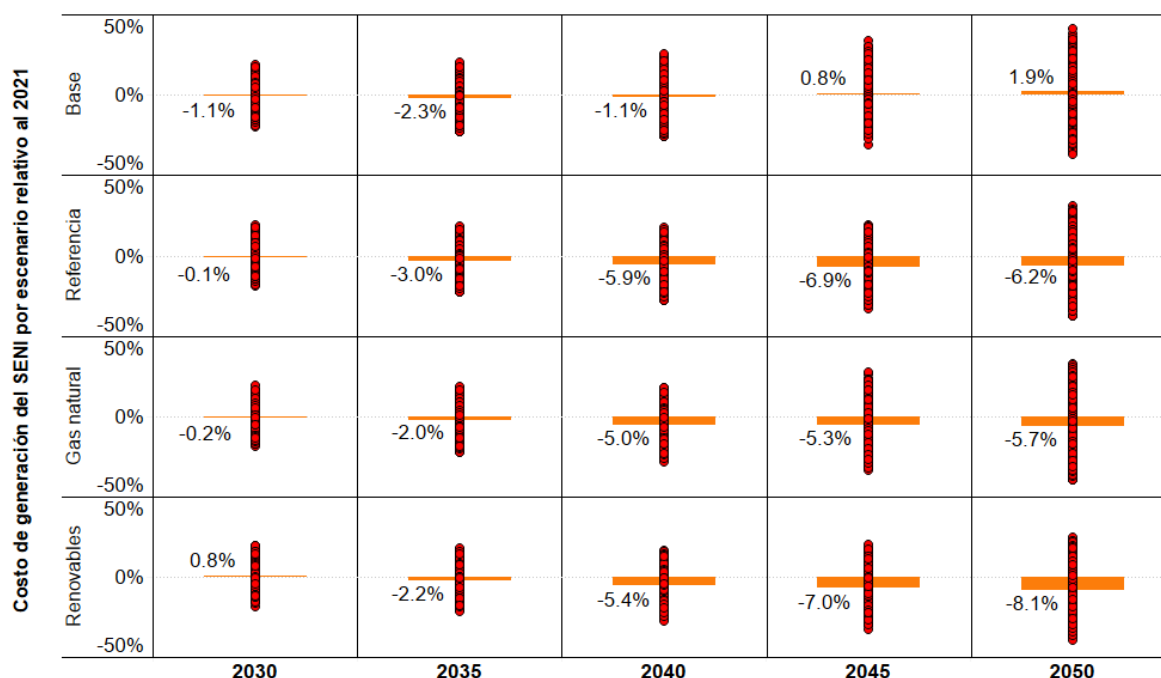


Fuente: Elaboración propia.

Descarbonizar el sector eléctrico de la República Dominicana se traduce en una reducción del costo de la generación por unidad de energía del SENI (Figura RE2). Ese beneficio económico también implica que los costos de la generación por unidad de energía se reducen. En el escenario base, el costo logra una reducción modesta hasta 2040, pero el costo de la generación puede crecer a partir del 2045 debido a que hay una utilización del *fuel oil*, cuyo costo presenta una tendencia al alza en el largo plazo según el WEO (AIE, 2022b). En los escenarios de referencia y gas natural, el costo de generación también baja y a mitad de siglo alcanzarían una

reducción promedio de 6 % respecto a los valores de 2021. Implementar el escenario de renovables traería el menor costo de generación en todos los años. A 2050, su reducción promedio llegaría a 8 % relativo a los valores del 2021 y esta podría alcanzar hasta un 40 % menos.

Figura RE2. Reducción del costo de generación del SENI por escenario relativo al 2021.



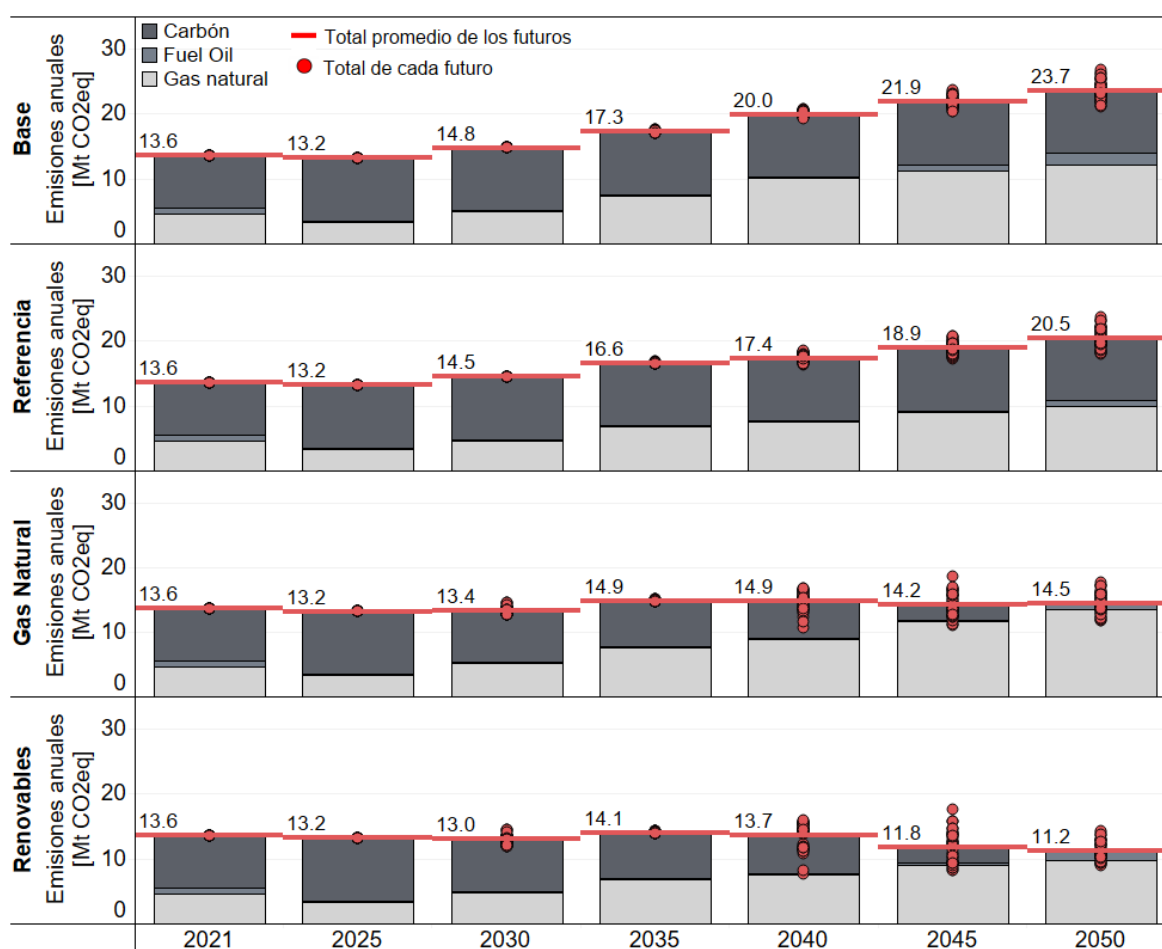
Fuente: Elaboración propia.

Nota: Las barras son el promedio de los futuros explorados, mientras que los puntos son los valores correspondientes a cada futuro. Esta métrica se estima relativa al 2021 como referencia del costo de la generación en ese año. No se utiliza 2022 por haber sido un año con muy altos costos del sistema a raíz de la guerra entre Rusia y Ucrania.

El escenario de renovables, en relación al escenario base, evitaría en promedio 140 millones de toneladas acumuladas de CO_{2e} a mitad de siglo aportando de manera significativa a la meta de lograr la carbono-neutralidad del país a 2050. Al mismo año, las emisiones evitadas del escenario de gas natural rondan las tres cuartas partes de las emisiones evitadas del escenario de renovables. En el caso del escenario de referencia, esta cifra no llega a un tercio. Para el año 2030, el escenario de renovables evitaría 5 millones de toneladas de CO_{2e}, equivalentes al 40 % de reducción de emisiones de la Contribución Nacionalmente Determinada del país. El escenario de gas natural aportaría 25 % y el escenario referencia tan solo 4%.

La reconversión o sustitución de las plantas a carbón por proyectos renovables permitiría que el sector eléctrico pase de emitir 13.6 millones de toneladas de CO_{2e} en 2021 a 11.2 millones de toneladas de CO_{2e} en 2050. Todos los otros escenarios aumentarían las emisiones de GEI a mitad de siglo. El escenario de gas natural tendría un aumento ligero de 0.9 millones de toneladas de CO_{2e} a 2050 relativo a las emisiones de 2021. Los escenarios base y referencia, que mantienen las plantas a carbón, resultarían en un aumento significativo de las emisiones de GEI alcanzando unas 23.7 millones de toneladas de CO_{2e} y 20.5 millones de toneladas de CO_{2e} a mitad de siglo, respectivamente.

Figura RE3. Emisiones del SENI por escenario.

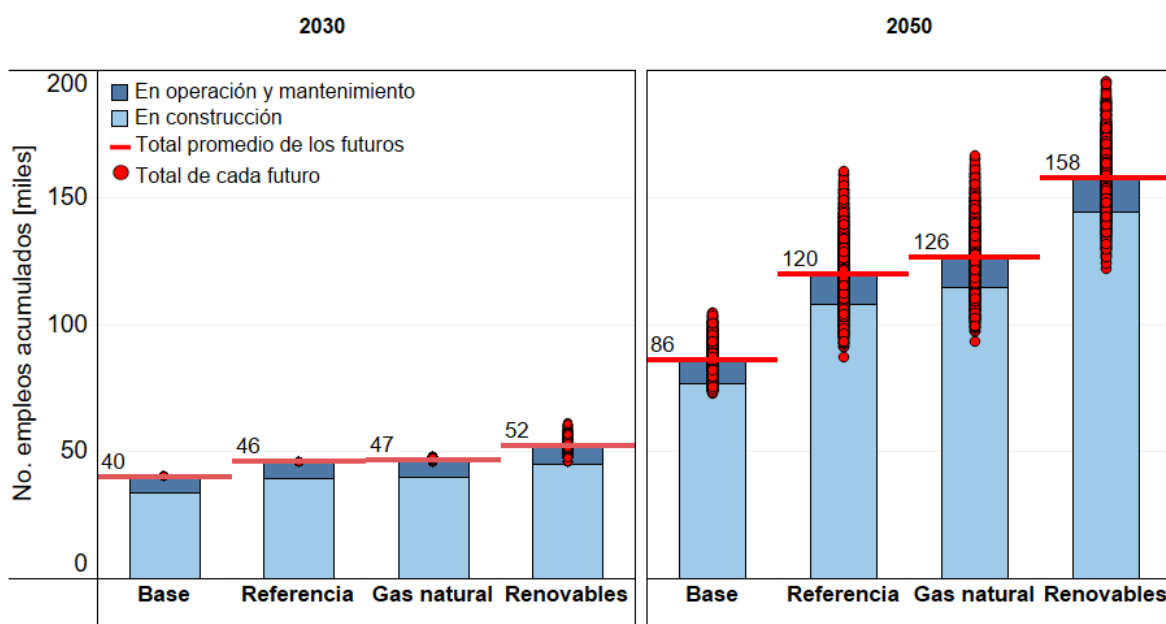


Fuente: Elaboración propia.

El escenario de renovables crearía el mayor número de empleos. La Figura RE4 muestra la cantidad de empleos directos adicionales y acumulados en cada

escenario (promedio de los 1 001 futuros), entre los empleos de construcción y los de operación y mantenimiento. A 2050, el escenario de renovables habría creado un total de casi 160 000 empleos directos adicionales, el doble de la población ocupada por el sector energía, gas y agua en 2021 según la Oficina Nacional de Estadísticas de la República Dominicana (2021). La mayoría de los empleos se genera en la etapa de construcción e instalación de parques solares y eólicos y requieren personal con capacidades técnicas avanzadas. El escenario de renovables crearía 32 000 empleos directos más que el escenario de gas natural, 38 000 más que el de referencia y 72 000 más que el escenario de base.

Figura RE4. Empleos acumulados por escenario para expandir la generación del SENI.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los empleos acumulados suman todos los empleos requeridos en el periodo comprendido entre el año 2023 y el año indicado.

Si los empleos acumulados se distribuyeran de forma uniforme entre 2023 y 2050, el escenario de renovables crearía en promedio 5 500 empleos cada año principalmente durante la fase de construcción de las ERNC. Esta cifra representa cerca de un 7.7 % de los empleos totales del sector energía, gas y agua en el año 2021 en la República Dominicana y un 0.12 % de la población total ocupada del país para el mismo año (Oficina Nacional de Estadísticas, 2021). Si se considera que los empleos directos representan entre un 15 % y 40 % de los empleos totales (Saget et

al., 2020; Bacon et al., 2011), se podría inferir que el número total de empleos creados por el escenario de renovables rondaría entre 20 % y 50 % del total de empleos que laboraron en el sector energía, gas y agua en el año 2021 en el país.

Si bien la descarbonización del sector eléctrico podría resultar en una fracción de empleos perdidos – como se ha evidenciado en otros países como Chile –, el análisis muestra que la descarbonización generaría más empleos para la República Dominicana que los que se podrían perder. Además, la planificación temprana del proceso de descarbonización permitiría generar programas de capacitación para crear nuevas habilidades en los trabajadores actuales que les brindaría continuidad. La experiencia internacional también muestra que se deben de analizar mecanismos de compensación para los posibles retiros anticipados de algunos trabajadores.

Propuesta de hoja de ruta para descarbonizar el sector eléctrico

La evaluación socioeconómica se complementó con la identificación de metas de política que traerían los mejores beneficios, las menores emisiones y los mayores números de empleos de forma concurrente. Se aplicaron técnicas de identificación sobre los 6 006 futuros posibles para determinar los parámetros de los futuros que se asocian al mejor desempeño de todas las métricas. El Cuadro RE1 resume hitos para el muy corto (2025), corto (2030), mediano (2040) y largo (2050) plazo. Los hitos de muy corto plazo se alinean a las políticas energéticas existentes en el país. Los hitos aumentan en ambición progresivamente según los plazos tal que a 2050 se lograría la descarbonización del sector eléctrico. Los hitos a su vez sirven para estructurar una propuesta de hoja de ruta (presentada en detalle en la sección 3.3) que muestra una lista de actividades, responsables e indicadores de seguimiento que podría servir a futuro para producir instrumentos de política que encaminen al país a la descarbonización del sector eléctrico. La misma presenta un cronograma de actividades asociadas a la transición justa para los trabajadores y mejoras regulatorias para lograr alcanzar un sistema que pueda prescindir de la generación a carbón en el largo plazo.

Cuadro RE1. Metas clave para encaminar a la República Dominicana hacia la descarbonización del sector eléctrico.

Hito		2025	2030	2040	2050
Capacidad instalada renovable [GW]	Solar fotovoltaica	1.8	2.5-3.5	5.4-7.6	8.1-11.5
	Eólica terrestre	0.7	1.1-1.4	2.4-4	3.7-6.5
	Eólica marítima	0	0	0-1.3	0-1.3
Porcentaje de penetración ERNC (% de la capacidad total)		33	34-43	49-69	63-74
Porcentaje de generación con ERNC (% de la generación total)		25	28-33	44-57	55-61
Promedio anual de inversión en generación renovable [millones de US\$]		560	214-467	412-910	354-808
Capacidad de batería [% de capacidad de ERNC]		6.4	10-14	25-34	29-44
Promedio anual de inversión en almacenamiento [millones de US\$]		62	51-156	181-448	81-263
Sustitución de generación a carbón [MW]		0	52-312	312-1094	1094

Fuente: Elaboración propia

A pesar de los desafíos que se avistan para descarbonizar el sector eléctrico de la República Dominicana, las oportunidades y la voluntad del sector para avanzar hacia un sistema renovable, resiliente, de bajas emisiones y de mayor sostenibilidad financiera son mayores. El trabajo ejecutado por el Gobierno con los actores del sector facilita esta labor. Con base en la experticia del equipo junto con los insumos de los talleres y sesiones bilaterales es posible brindar una serie de

recomendaciones para garantizar una transición ordenada hacia la descarbonización del sector eléctrico del país:

- ✓ El país debería definir en el muy corto plazo zonas de producción energética empleando herramientas que permitan comprender las disyuntivas y sinergias con los usos del suelo.
- ✓ Se deberían establecer procesos competitivos de licitaciones de nuevos proyectos regidos por las mejores prácticas de la administración pública, de tal forma que reduzcan los costos de generación de electricidad.
- ✓ Al muy corto plazo, se debería alinear la expansión de la transmisión con la descarbonización y extender la red hacia las zonas de producción energética establecidas garantizando la futura conexión de las plantas y brindando seguridad a los inversionistas.
- ✓ En el muy corto plazo se debería establecer la regulación para los servicios auxiliares y que esta esté implementada al corto plazo. En particular, es importante que se regule el arbitraje de energía eléctrica con baterías para respaldar la generación renovable intermitente (otras opciones tecnológicas emergentes podrían ser exploradas a futuro).
- ✓ Cuando la generación, la transmisión y el almacenamiento hayan crecido suficientemente con respaldo de las plantas de ciclo combinado que ya se encuentran en licitación, se puede implementar una reconversión de las plantas de carbón para que disminuyan su producción. Las plantas existentes podrían: generar con otro combustible, o reciclar los activos en el mercado eléctrico o en otras industrias. Las opciones reales por implementar deberán ser evaluadas en conjunto con el sector privado.

Este estudio brinda información clave para apoyar la toma de decisión de cara a la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana. La metodología es útil para realiza estudios, analizar procesos y formular estrategias de largo plazo. De igual forma, la metodología podría ser replicada en otros países o regiones para apoyar el diálogo entre gobiernos y el sector privado. Además, para el conocimiento de los autores, esta es la primera ocasión en que se utiliza el método RDM para producir una propuesta de hoja de ruta que emplea los resultados analíticos del experimento computacional, haciendo de esta aplicación del método RDM innovador que podría ser referente para otros estudios futuros.

1. Contexto y metodología de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana

La República Dominicana propuso en su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC, por sus siglas en inglés) de 2020 reducir sus emisiones en 27 % al 2030 con respecto a un escenario tendencial, conocido también como *business-as-usual* [BAU, (Gobierno de la República Dominicana, 2020)]. El 7 % de esa reducción es incondicional, mientras que el 20 % de la reducción está condicionada al financiamiento externo. El país también ha anunciado su aspiración de alcanzar la carbono-neutralidad en 2050 con transformaciones en toda la economía (Gobierno de la República Dominicana, 2020; Presidencia de la República Dominicana, 2022).

Con lo anterior, el país contribuiría a limitar el calentamiento global hacia mitad de siglo reduciendo entre 2°C y 1.5°C con respecto a los niveles pre-industriales. Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), limitar el calentamiento global implica reducir las emisiones netas de dióxido de carbono (CO₂) a cero para mitad de siglo y reducir sustancialmente otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como el metano, el carbono negro y los óxidos nitrosos (IPCC, 2018).

Procurar la carbono-neutralidad en la República Dominicana, como en muchos otros países, inicia por descarbonizar el sector energético. En 2019, el 62 % de las emisiones totales de GEI del país provinieron del consumo de energía (Friedrich, Vigna, & Ge, 2020). De las emisiones del sector energía para el mismo año, cerca de 11.1 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO_{2e})³ provinieron de la generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) – representando 43% de las emisiones del sector energía y 28 % de las emisiones del país. La descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana es una oportunidad para continuar con el crecimiento económico sectorial mientras se reducen las emisiones de GEI por cada dólar producido.

Las políticas públicas del sector eléctrico en la República Dominicana apuntan a una expansión del crecimiento de la energía renovable no convencional (ERNC), soportada por un parque térmico de ciclo combinado basado en gas natural, el cual

³ Este resultado combina la intensidad de emisiones reportada en (GIZ, 2020) y los datos de generación eléctrica por fuente suministrados por el Organismo Coordinador.

tiene una menor intensidad de emisiones de GEI que el *fuel oil* o el carbón. A pesar del crecimiento esperado de la generación de ERNC, el Plan Energético Nacional (PEN) publicado en marzo 2022 (CNE, 2022b) indica que las emisiones del sistema eléctrico aumentarían a causa de la demanda creciente. Este crecimiento de las emisiones podría dificultar la meta de la carbono-neutralidad a 2050.

En la NDC se plantean 8 opciones de mitigación generales para la generación eléctrica, tales como, expandir la generación solar fotovoltaica y eólica respaldada por pequeñas centrales hidroeléctricas; generación con biomasa y residuos sólidos y plantas de ciclo combinado a base de gas natural, entre otras. En la República Dominicana se espera un crecimiento de 1 415 MW de capacidad solar fotovoltaica y 289 MW de aerogeneradores eólicos entre 2023 y 2026 (OC-SENI, 2022), además de licitaciones de 1 945 MW para proyectos de ciclo combinado y turbinas a gas natural que se espera entren en operación en el año 2027. Este crecimiento de la capacidad instalada a 2028 representa 76 % del parque de generación del 2021.

El esfuerzo de modernización del sector eléctrico es considerable y está alineado a los compromisos de la NDC. Excluyendo la generación a carbón, el SENI disminuyó sus emisiones del 2021 en 16 % con respecto a 2019, pasando de 6.65 MtCO_{2e} a 5.56 MtCO_{2e}. Lo anterior se debió a la disminución de la generación con *fuel oil* y el incremento de la generación a gas. No obstante, la principal fuente de emisiones del SENI es la generación a partir del carbón, la cual en 2019 alcanzó 4.45 MtCO_{2e} (11.2 % de las emisiones de GEI totales) y subió en 2021 a 8.1 MtCO_{2e} tras la entrada de la Central Termoeléctrica Punta Catalina, de 791 MW. En términos netos, las emisiones del SENI crecieron 23 % entre 2019 y 2021, pasando de 11.1 MtCO_{2e} a 13.68 MtCO_{2e}. En 2021 las emisiones de las plantas a carbón representaron 60 % de las emisiones totales del sector eléctrico.

Un retiro de la generación de las plantas de carbón no es parte de las opciones de mitigación enlistadas en la NDC. Sin embargo, su sustitución o reconvención futura le permitirá al país enrumbarse hacia la carbono-neutralidad; es decir, cero emisiones netas de GEI. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su *World Energy Outlook* (WEO) publicado en octubre 2022 (AIE, 2022b), un sistema cero emisiones netas es posible. Los escenarios del WEO muestran que la generación eléctrica global con renovables estaría entre 65 % y un 90 % en 2050, con la generación solar y eólica superando el 40 %. Estos escenarios están acompañados de una caída en la utilización del carbón en la matriz eléctrica. El escenario más ambicioso propone que para el 2040 no exista generación a carbón sin captura y almacenamiento de carbono. Otros estudios resaltan que un sistema de cero emisiones netas se caracteriza porque las fuentes renovables proveen 60 % de la energía primaria y la

electricidad es el vector energético asociado a la mitad del consumo energético total incluyendo la industria y el transporte (DeAngelo et al., 2021)⁴.

Otros países han evaluado las implicaciones de sustituir el carbón de su matriz eléctrica en el largo plazo. En la República de Corea, donde el 36 % de la matriz eléctrica depende del carbón primordialmente importado; se estudiaron las implicaciones de procurar la carbono-neutralidad de su sector eléctrico, encontrando que esto implicaría: i) una expansión significativa de renovables con generación a gas soportada por captura de carbono y almacenamiento; ii) la implementación de plantas nucleares que no son aceptables en el ambiente político actual (Hyun, Cherp, Jewell, Kim, & Eom, 2023).

Un ejemplo para destacar en Latinoamérica es el de Chile, en dónde desde junio de 2019 hasta enero de 2023, se han retirado 8 unidades de carbón. Para el año 2025, Chile tendrá disponible 5 unidades generadoras adicionales y 5 más podrán ser reconvertidas a otros combustibles. Las 10 unidades de generación restantes mantienen su compromiso de retiro al año 2040 (AIE & IRENA, 2021).

A nivel internacional también se han creado mecanismos para apoyar a los países la transición hacia una generación eléctrica sin carbón. El Fondo de Inversión Climática (CIF, por sus siglas en inglés) cuenta con el programa para Acelerar la Transición del Carbón (ACT, por sus siglas en inglés) concebido como un mecanismo para que los países en vías de desarrollo cuenten con una plataforma dedicada a ofrecer recursos a escala para apoyar la transición (CIF, 2023). El ACT contribuye a los países en la definición de gobernanza para la transición, apoya a las personas y comunidades que pueden verse afectadas e impulsa la reutilización eficiente de la infraestructura existente para lograr el objetivo de reducir la generación a carbón. La República Dominicana fue invitada a preparar y presentar un plan de inversión al *Trust Fund Committee del CIF*. En caso de ser aprobado dicho plan, República Dominicana podría acceder a un préstamo de US\$ 85 millones, con un amplio periodo de gracia y baja tasa de interés (El Dinero, 2023).

La República Dominicana tiene razones económicas y de independencia para exáminar posibles rutas hacia la descarbonización del sector eléctrico. La transición implica retos técnicos, de financiamiento y apropiación de tecnologías de almacenamiento de energía y expansión de la red de transmisión que le permitirán

⁴ Características promedio de 177 escenarios globales según la fuente citada.

tener una matriz eléctrica más autóctona. Sin embargo, para reducir las emisiones del sector eléctrico de manera contundente y cumplir con la carbono-neutralidad en el largo plazo, es indispensable reducir la generación a carbón cuando sea técnica y económicamente viable.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) apoya al Gobierno de la República Dominicana con este estudio para evaluar opciones que ayuden a descarbonizar el sector eléctrico con enfoque a la generación del SENI. Se busca contribuir al diálogo del Gobierno con actores relevantes para planificar la descarbonización del sector eléctrico de forma ordenada e informada, con una perspectiva de largo plazo. Con este estudio, el Gobierno de la República Dominicana puede avanzar en la descarbonización del sector y crear un sistema renovable, resiliente, de bajas emisiones y de mayor sostenibilidad financiera. Este estudio es ejecutado por la firma consultora Climate Lead Group (CLG) y participan expertos del Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC) y consultores independientes.

El trabajo realiza una evaluación socioeconómica de posibles rutas de descarbonización del sector eléctrico del país y formula una propuesta de hoja de ruta para su descarbonización. Este estudio podría ayudar a dimensionar los costos y beneficios del proceso de descarbonización que a su vez permitiría a las autoridades del Gobierno, como el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) y el Consejo Nacional de Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio (CNCCMDL), conocer las necesidades de financiamiento y vías de investigación a profundizar para impulsar inversiones de altos beneficios.

La metodología general del estudio se basa en el método de toma de decisión robusta [RDM, por sus siglas en inglés (R. Lempert, 2013; R. J. Lempert, 2019)]. El método RDM emplea un proceso participativo con las partes interesadas en la descarbonización del sector, el cual permite al equipo reflejar distintos objetivos e ideas dentro del análisis. Se realizaron tres talleres participativos con más de 70 personas por taller y más de 30 reuniones bilaterales con expertos sectoriales. El método utiliza modelos exploratorios en los cuales el análisis de la incertidumbre es central, pues muchas condiciones futuras del sistema eléctrico son desconocidas, incluyendo los costos de las tecnologías y los combustibles, así como el nivel de generación a partir de ERNC que se logre alcanzar en el SENI.

Los resultados cuantitativos de los modelos se presentan a las partes interesadas a fin de cualificar la toma de decisiones. En este caso, la decisión consiste en como disminuir la generación de las plantas de carbón al tiempo que se garantiza la producción y almacenamiento de energía renovable. Los resultados de la evaluación

socioeconómica de la descarbonización con el método RDM dan lugar a una propuesta de hoja de ruta para alcanzar la descarbonización a 2050.

Las siguientes secciones de este capítulo contienen: i) una breve descripción del sector eléctrico dominicano; ii) una descripción de las políticas vigentes y su relación con la descarbonización del sector eléctrico; iii) una descripción del proceso participativo y su vínculo con el método RDM; iv) una descripción del modelo exploratorio producido para la evaluación tecno-económica; v) el proceso para la creación de la propuesta de hoja de ruta.

1.1. Sector eléctrico y su estructura

El sector eléctrico objeto de este estudio forma parte del sector energético (CNE, 2022b). En República Dominicana, su modelo institucional está conformado por las siguientes agencias:

- **Ministerio de Energía y Minas (MEMRD):** órgano rector del sector energético, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional (CNE, 2022b).
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Institución adscrita al MEMRD encargada de la gestión operativa de las políticas energéticas y de dar seguimiento al cumplimiento de la Ley Núm. 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (CNE, 2022b). El directorio de la CNE está conformado por: el Ministerio de Energía y Minas; el Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo; el Ministerio de Hacienda; el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- **Superintendencia de Electricidad (SIE):** regulador del sector eléctrico dominicano con la función de fiscalizar, aplicar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y la normativa técnica, en relación con el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Es responsable de establecer las tarifas y peajes por uso de redes de transmisión y distribución, sujetos a regulación de precios para los prestadores de servicios (CNE, 2022b).

El sector eléctrico consta de tres componentes:

- El SENI que integra las actividades de generación, transmisión, distribución y la comercialización (CNE, 2022b).

- Los sistemas aislados amparados por la ley 14-90 sobre incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional para brindar el servicio eléctrico a zonas alejadas del SENI con alto potencial de desarrollo económico (CNE, 2022b).
- Los auto productores: empresas industriales, comercios y hogares de ingreso alto que se autoabastecen de energía eléctrica e inyectan sus excedentes a la red. Estos agentes se conectan al SENI en alta o media tensión como clientes de un Programa de Medición Neta (CNE, 2022b).

En el 2001, con la aprobación de la Ley General de Electricidad (LGE) número 125-01, se sientan las bases del mercado eléctrico, el cual sigue un modelo horizontal de propiedad mixta con acceso a la libre competencia (CNE, 2022b). En el siglo pasado, el sector eléctrico tenía un modelo de integración vertical, propiedad del Estado, con una mínima participación del sector privado a nivel de generación.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) permite la compraventa de energía, potencia y servicios auxiliares (CNE, 2022b). En el MEM interactúan las empresas de generación, transmisión y distribución y comercialización, así como los Usuarios No Regulados (UNR), comprando, vendiendo y transportando electricidad. El MEM se divide en mercado de contratos (transacciones de compra y venta de energía y potencia en base a contratos de suministro libremente pactados) y mercado *spot* (compra y venta de energía y potencia de corto plazo a costo marginal del sistema) (CNE, 2022b). En horas punta, también existe un costo marginal de la potencia que se cobra por la capacidad firme que una central puede poner a disposición del SENI con alta confiabilidad y seguridad (CNE, 2022b).

El Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI) tiene la función de planificar y coordinar la operación del SENI para un abastecimiento seguro de energía al mínimo costo. Otros actores relevantes del SENI son la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), quien es el órgano del Estado que controla el monopolio natural de transmisión (CNE, 2022b). La distribución y comercialización de la electricidad también son monopolios naturales desarrollados en zonas de concesión autorizadas y donde los clientes adquieren el servicio eléctrico con tarifas reguladas por la SIE (CNE, 2022b). Los clientes regulados y su relación con las empresas distribuidoras y comercializadoras constituyen el Mercado Eléctrico Minorista (MEMI) (CNE, 2022b).

Otro actor clave del sector eléctrico lo conforman las empresas distribuidoras de electricidad (EDE), que son propiedad del Estado (CNE, 2022b). La República Dominicana actualmente enfrenta un reto para mantener la sostenibilidad financiera de estas empresas. Las causas de la problemática son dos: i) el ingreso de las EDE

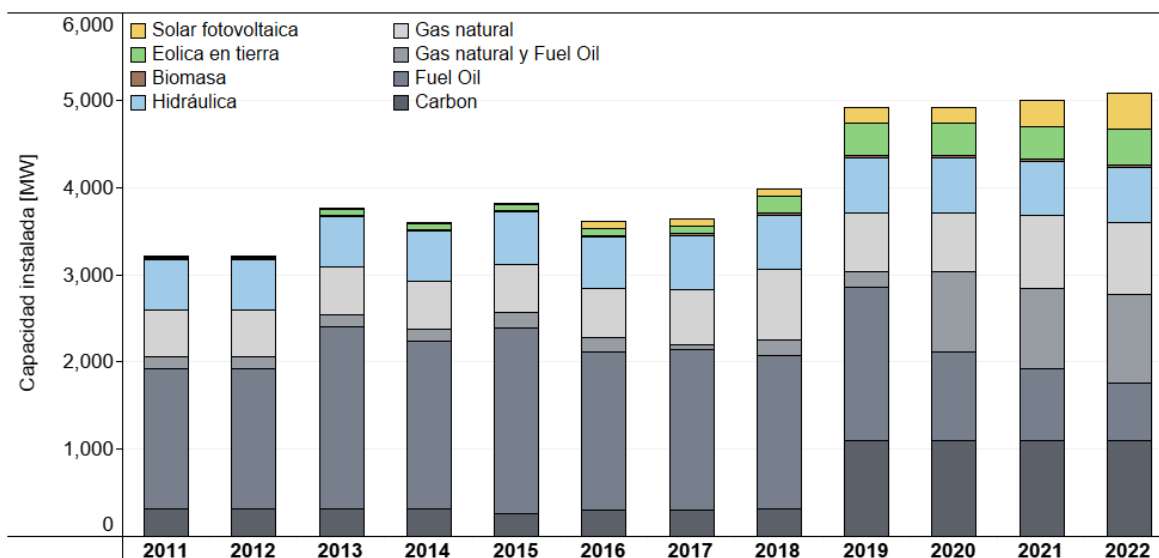
no es suficiente para cubrir los costos reales del servicio, debido a que los niveles tarifarios son bajos; ii) pérdidas no técnicas asociadas a la gestión administrativa, comercial y hurto de la energía (CNE, 2022b). Su evaluación está fuera del alcance de este estudio.

1.2. Sector eléctrico en números

El SENI cerró el 2022 con una capacidad instalada total de 5 075,5 MW (OC-SENI, 2023). La base de la capacidad instalada ha sido el recurso térmico o derivados del petróleo (Figura 1). Actualmente, el SENI cuenta con 1 094 MW de capacidad instalada de turbinas a vapor en 3 centrales, 5 unidades (~22 % del total), que utilizan como fuente primaria de energía el carbón mineral: Itabo I (128 MW, construido en 1984), Itabo II (132 MW, 1988), Barahona Carbón (52 MW, 2001) y Punta Catalina I y II (782 MW, 2019/2020).

La capacidad instalada existente en el país se complementa con 1 128 MW (22%) de plantas de ciclo combinado, 63 MW (1 %) de plantas de turbinas a vapor que utilizan biomasa; 1 209 MW (25 %) de plantas de motor de combustión interna, 134 MW (3 %) de plantas de turbina a gas, 417 MW (8 %) de plantas eólicas, 623 MW (12 %) de plantas hidroeléctricas y 405.5 MW (8 %) de plantas solares.

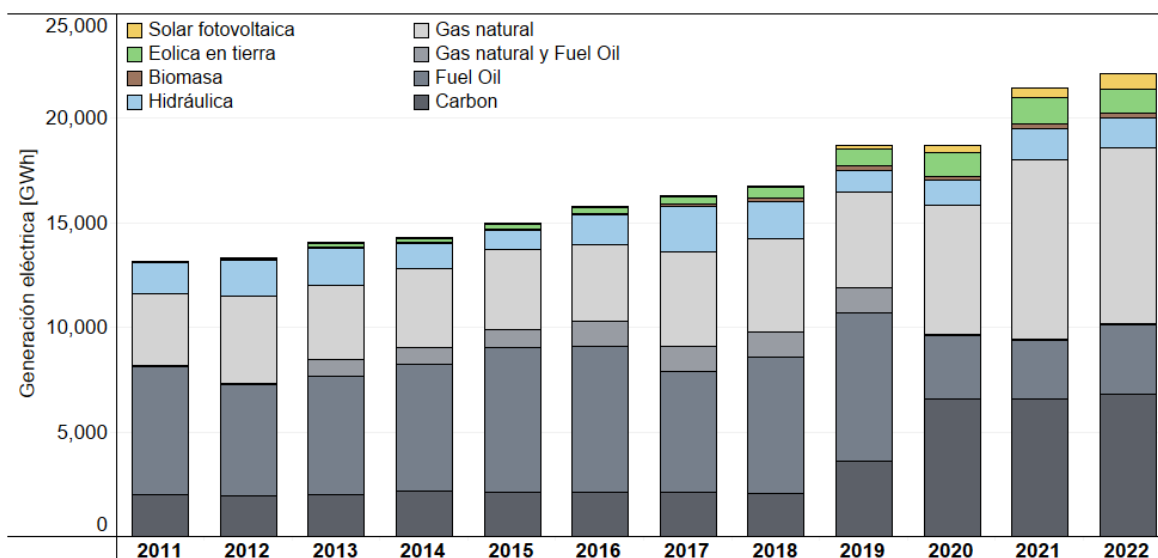
Figura 1. Capacidad instalada en República Dominicana por fuente primaria de energía.



Fuente: Elaboración propia con información del OC-SENI.

Como resultado de la capacidad instalada basada en combustibles fósiles, la producción de electricidad en el país ha sido principalmente con carbón, gas natural y *fuel oil* (Figura 2). En 2022, las centrales a carbón generaron el 30.7 % de la electricidad neta total inyectada al SENI. El resto de la oferta eléctrica fue generada por gas natural (37.8 %), *fuel oil* (15.2 %), hidroeléctrica (6.6 %) y renovables no convencionales (9.5 %).

Figura 2. Producción eléctrica en República Dominicana por fuente primaria de energía.



Fuente: Elaboración propia con información del OC-SENI.

La penetración de las fuentes de energía renovables en el país se duplicó en la última década pasando de 616 MW en 2011 a 1 476 MW en 2022. La producción de electricidad a partir de renovables incrementó en los últimos 10 años pasando de 1 528 GWh producidos en 2011 a 3 573 GWh en 2022. Las energías renovables no convencionales han tenido el mayor crecimiento relativo en los últimos 10 años. Las mismas pasaron de una penetración baja en 2011 (33 MW) a 853 MW en 2022; un crecimiento de casi 26 veces. Este crecimiento ha sido impulsado por la Ley 57-07 (CNE, 2022b), sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, la cual otorga entre otros, los siguientes incentivos:

- Las energías renovables deberán ser tenidas en cuenta en el despacho para planificar la operación del régimen ordinario.
- Los generadores del régimen especial no están obligados a participar en la regulación de frecuencia.

- Excepción de impuestos a la importación de equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI. También se eximen los equipamientos para la producción de biocombustibles con fines de mezcla.
- Excepción del impuesto de transferencia a los bienes industrializados y servicios a equipos y materiales.
- Crédito único al impuesto sobre la renta en función de la tecnología de energías renovables asociada a cada proyecto.
- Acceso a fondos de financiamiento a las tasas más bajas del mercado para proyectos de desarrollo comunitario.

1.3. Reformas y planes sectoriales del sector eléctrico y su contribución a la descarbonización

Las políticas públicas del sector eléctrico en la República Dominicana apuntan a una expansión del crecimiento de la ERNC. En febrero 2021 el Gobierno anunció la firma del Pacto Nacional para la reforma del sector eléctrico (Presidencia de la República Dominicana, 2021). El Pacto contiene un paquete integral e innovador de reformas del sector eléctrico. Fue firmado por todas las partes representadas en el Consejo Económico y Social (CES), contiene más de 60 acuerdos y acciones concretas con plazos específicos para su finalización. Estas acciones se organizan en torno a las siguientes prioridades:

- Redefinir los roles de las instituciones gubernamentales y el sector privado en el sector eléctrico.
- Fortalecer el marco regulatorio para asegurar la libre competencia, promover la eficiencia, atraer inversiones, proteger los derechos de los consumidores y mejorar la transparencia y la rendición de cuentas.
- Asegurar que el sector eléctrico sea ambientalmente responsable y esté adaptado para la resiliencia y mitigación del cambio climático. Esto incluye priorizar la generación a partir de fuentes limpias y renovables para reducir las emisiones del sector energético.
- Mejorar la sostenibilidad financiera del sector.
- Diseñar una estrategia de expansión a largo plazo y de menor costo con bajas emisiones de carbono para generación, transmisión y distribución.
- Desarrollar un plan acelerado para la transición de la matriz de generación eléctrica que incluya opciones de almacenamiento de energía, estabilización de la red, modelos de financiamiento y *buy-out* de capital privado, aumento de la demanda; recuperación y reutilización de las instalaciones de las instalaciones que queden en desuso.

- Planificar las inversiones necesarias para garantizar el abastecimiento energético nacional en el marco de esta transición.
- Planificar las inversiones necesarias para la conversión de los activos existentes.

El aumento de los precios de los *commodities* en el 2022 y su impacto sobre la economía obligaron a revisar las reformas tarifarias del Pacto Eléctrico (Rico-Albarrán, 2022). Sin embargo y conforme a los objetivos de Ley 57-07 en cuanto a la cuota de renovables, se registran los siguientes avances en materia de política energética:

- En agosto 2020, se publicó el Plan de Expansión de Generación (PEG) para el periodo 2020 – 2040 (MEMRD, 2020a). El PEG contiene escenarios con un fuerte desarrollo de energías renovables con una participación del recurso de 25 % en 2025 y entre 25 % y 50 % en 2030.
- El Plan de Expansión de la Transmisión (PET) para el periodo 2021 – 2035, publicado en 2020 (ETED, 2020), presenta acciones claves en el sistema eléctrico para habilitar la futura interconexión de energías renovables no convencionales que se planifican desde la CNE. El Plan presenta posibles escenarios de ubicación de los futuros proyectos de energías renovables considerando las zonas de mayor potencial. Se estiman inversiones para los diferentes proyectos previstos que ascienden a casi US\$ 800 millones para la construcción de alrededor de 1 000 km de línea, la instalación de alrededor de 3 200 MVA en transformación y 550 MVAR de compensación reactiva.
- En marzo 2022 la CNE publicó el PEN donde se presentan escenarios de planificación energética para el periodo 2022-2036 (CNE, 2022b). Estos escenarios, incluidos en un modelo de planificación energética de largo plazo, presentan un importante crecimiento del uso de la electricidad a nivel nacional. El PEN define 9 escenarios de sensibilidad para atender futuros requerimientos energéticos. Los costos de cada escenario varían entre US\$ 19 000 millones y US\$ 37 000 millones acumulados durante el periodo de análisis.
- Mediante la resolución CNE-AD-0004-2023 expedida en febrero del 2023, la CNE obligó a los desarrolladores a conectar sus proyectos de generación intermitente con baterías. Esta regulación representa un avance hacia la integración de más energías renovables variables (ERV).
- En reuniones bilaterales entre el equipo consultor y la SIE, se ha informado que en el 2023 están trabajando en la formulación del marco regulatorio de los sistemas de almacenamiento para ofrecer servicios auxiliares, lo cual permitirá

que la energía renovable variable pueda ser despachada en el SENI de manera tal que el OC opere el sistema de forma confiable y a mínimo costo.

La Ley No. 01-12 (MEPyD, 2012) fomenta la reducción de las emisiones de dióxido de carbono a 2.8 toneladas métricas per cápita en 2030. En su objetivo general 4.3 esta Ley propone como acción *“fomentar la descarbonización de la economía a través del uso de fuentes renovables de energía, el desarrollo del mercado de biocombustibles, el ahorro y eficiencia energética y un transporte eficiente y limpio”*. Igualmente, en su objetivo específico 3.2,1 establece *“asegurar el suministro confiable de energía eléctrica a precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental”*.

En acompañamiento al crecimiento de las ERV, destaca la expansión de plantas de ciclo combinado que utilizarán primordialmente gas natural. Existe un desarrollo de 840 MW en la zona de Manzanillo, con una capacidad de almacenamiento y regasificación de 200 000 metros cúbicos de gas natural líquido; la obra es de capital privado y se asocia a una inversión de US\$ 1 750 millones (Álvarez, 2022). Esta generación eléctrica le podrá proveer flexibilidad al sistema por su habilidad de incrementar o disminuir su potencia en cortos periodos de tiempo (Joshi et al., 2020).

Las políticas energéticas que aplican al sector electricidad han iniciado el camino para cumplir con el mandato de múltiples leyes que son concordantes con la descarbonización, aunque sea de manera indirecta. Sin embargo, no existe ninguna meta actual que mencione la disminución de la generación a carbón. Por el contrario, el PEN sugiere que, de asegurarse un contrato de largo plazo con costos por MMBtu inferiores al gas natural, el país debería considerar la opción de expandir la generación con nuevas centrales a carbón. La opción es lógica bajo las leyes actuales de buscar la generación de mínimo costo, pero podría entrar en conflicto con el cumplimiento de las NDC y la Ley 01-12.

Para fortalecer el sector eléctrico existen mecanismos tales como: 1) el mejoramiento la gobernanza del sector a través la optimización de arreglos institucionales y el incremento de la inversión privada; 2) el mejoramiento de la estabilidad financiera de las EDE; 3) la expansión de la red de transmisión; 4) la expansión de la generación a partir de gas natural; 5) la expansión de la generación renovable soportada por almacenamiento de energía. Descarbonizar el sector eléctrico requiere de las acciones 3 y 5. Puede darse a largo plazo la sustitución de energías a carbón como se analiza en este estudio. La sustitución del gas natural por el hidrógeno verde o el amoníaco no se analiza en el presente trabajo.

1.4. Proceso co-constructivo con actores del sector eléctrico

La metodología general empleada en este trabajo se basa en el método de toma de decisión robusta (RDM por sus siglas en inglés). El método RDM emplea un proceso participativo ejecutado a través de talleres consultivos y reuniones bilaterales con las partes interesadas para reflejar los distintos objetivos e ideas en el análisis. Entre septiembre del 2022 y marzo del 2023, el equipo realizó 3 talleres participativos con más de 70 personas por taller y más de 30 reuniones bilaterales con actores clave del sector eléctrico de la República Dominicana.

El método RDM tiene una serie de pasos ejecutados de forma iterativa. El método RDM realizó la primera serie de talleres participativos para conocer las preocupaciones, ideas e iniciativas de los actores que se plasmaron en la matriz DAMI (paso 1). La matriz DAMI permite evaluar la ruta de descarbonización a través de métricas de **Desempeño** y señalan posibles acciones para la descarbonización del sector eléctrico (**Acciones de política**). Asimismo, la matriz arroja datos para la simulación del proceso (**Modelos y datos**) y para identificar las incertidumbres que influirán sobre el sistema eléctrico (**Incertidumbre**). Los detalles del método RDM, la matriz DAMI y de los talleres participativos realizados en República Dominicana se encuentran en el Anexo 6 de este documento.

La información recopilada en la matriz DAMI permite diseñar y generar un experimento computacional que evalúa diferentes escenarios de prospectiva del sistema eléctrico. Para cada escenario, se realiza una simulación inicial basada en supuestos, proyecciones y datos disponibles a nivel nacional o internacional. Enseguida, mediante la aplicación de un modelo de simulación se calculan los efectos de las distintas parametrizaciones sobre las métricas de desempeño (paso 2).

Los resultados así generados permiten comprender cuantitativamente cuáles acciones e incertidumbres producen métricas positivas o negativas, utilizando análisis de datos o algoritmos de aprendizaje de máquina. Este proceso analítico genera información acerca de las posibles vulnerabilidades y disyuntivas de la descarbonización (pasos 3 y 4).

Un nuevo ciclo de talleres participativos se efectúa con la con la finalidad de refinar el análisis, precisar los escenarios y las variables exploradas por incertidumbre con la retroalimentación de los participantes en los talleres.

1.5. Método para estimaciones económicas, de emisiones y empleos

Este estudio produce estimaciones de emisiones de beneficios financieros, de beneficios socioeconómicos, inversiones requeridas y otras métricas de desempeño para diversos escenarios de descarbonización incluyendo la sustitución de la generación a carbón; según lo indicado por los actores del sector eléctrico de la República Dominicana.

En ese sentido, se creó un modelo exploratorio de rutas de descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana (MAURISE-RD) que permite crear escenarios de prospectiva del periodo 2018-2060. El modelo se basa en la plataforma de modelación OSeMOSYS (Godínez-Zamora et al., 2020; Howells et al., 2011). El modelo está desarrollado en Python y permite evaluar implicaciones técnicas y económicas del aumento de la generación renovable, el almacenamiento y la sustitución de la generación a carbón. Los detalles se encuentran en el Anexo 6.2. El modelo se contrastó con información aportada por los participantes en los talleres, fuentes públicamente disponibles en el país, fuentes internacionales en caso de no existir información local y el análisis de experiencia en estudios similares.

Los insumos de los actores clave sirvieron para generar 4 escenarios:

- **Escenario base o BAU:** describe una evolución del sector eléctrico de forma tendencial hasta 2060 donde las plantas a carbón continúan produciendo electricidad de forma considerable.
- **Escenario de referencia:** se basa en el escenario 3D del PEN (CNE, 2022b) incorporando los proyectos a gas natural licitados en 2022 o en proceso de ser licitados según información obtenida del MEMRD. Estos proyectos se detallan en el Cuadro 4 de la Sección 2.2. Dado a que los escenarios del PEN tienen un horizonte a 2036, el escenario de referencia en este estudio proyecta el escenario 3D del PEN hasta 2060 con base en el comportamiento plasmado en dicho escenario.
- **Escenario de gas natural:** se basa en el escenario de referencia, pero explora la reconversión de plantas a carbón por gas natural.
- **Escenario de renovables:** se basa en el escenario de referencia, pero se explora la reconversión o sustitución de las plantas a carbón por energías renovables no convencionales: solar, eólica, biomasa y almacenamiento de energía por baterías. De este escenario hay tres derivaciones: i) biomasa, solar, eólico en tierra y eólico en mar; ii) solar, eólico en tierra y eólico en mar; iii) solar y eólico en tierra.

Para cada escenario se estiman métricas:

- capacidad de sustitución necesaria para suplir la demanda,
- trayectoria de emisiones,
- costos de los proyectos sustitutos y su respectivo almacenamiento,
- costos relacionados a externalidades que producen la combustión de combustibles sobre la salud,
- número de empleos generados.

Las estimaciones se realizan siguiendo enfoques similares a estudios publicados en la literatura existente (Galindo et al., 2022; Groves et al., 2020; Quirós-Tortós et al., 2021; Saget et al., 2020; Solano-Rodriguez et al., 2019; Vogt-Schilb et al., 2021; Welsby et al., 2022) Cada métrica se estima como sigue⁵:

- Las emisiones anuales de gases de efecto invernadero se estiman multiplicando el consumo anual de combustible por el factor de emisión correspondiente. El consumo anual de combustible depende de cada escenario y los factores de emisión se ajustan a los valores utilizados en el país (GIZ, 2020; MIMARENA et al., 2020).
- Los costos de capital de los proyectos de generación se calculan multiplicando la capacidad requerida por un costo unitario que proviene de fuentes nacionales (CNE, 2021) e internacionales (NREL, 2022).
- Los costos de mantenimiento de las plantas se obtienen en función de la capacidad instalada y el costo unitario por tipo de tecnología (NREL, 2022). Los costos operativos de las plantas se estiman en función de la cantidad de combustible consumido por cada tecnología.
- El precio de cada combustible se obtiene de los datos históricos para los años 2018 a 2021, reportados por el OC. Luego, se utilizó un promedio entre las proyecciones reportadas por el CME Group (CME Group, 2023) y el *World Economic Outlook* (IMF, 2022), hasta el 2024 y para años posteriores se utilizaron las proyecciones internacionales del WEO (AIE, 2022b).
- El factor de empleos proviene de estudios internacionales con coeficientes a nivel regional (Greenpeace, 2019; Teske, 2019) y se asocia a cada tecnología de generación incluida en el modelo, en su componente tanto de construcción como de operación y mantenimiento.

⁵ El Anexo 5.2 muestra con detalle el conjunto de datos utilizados en las estimaciones de este informe.

- Los beneficios de la descarbonización se estiman mediante el contraste de escenarios. Un escenario de renovables de menor costo que el escenario base implica un beneficio neto lo contrario implica un costo neto.

Inicialmente se explora un futuro inicial de los escenarios con supuestos estándar; es decir, con las mejores proyecciones de costos y supuestos sobre acciones de política. Luego se genera un experimento de estos escenarios: un conjunto de simulaciones que capturan el efecto de la incertidumbre tecnológica, financiera y política. Lo anterior se logra por medio de la aleatorización de parámetros de entrada del modelo que se identificaron como incertidumbres, dentro de un rango definido. En este estudio se producen 1 001 diferentes parametrizaciones adicionales para cada escenario, también llamados futuros posibles. En total se producen 6 006 simulaciones, las cuales se analizan de forma sistemática para encontrar hitos de descarbonización asociados con un buen desempeño a través de las métricas modeladas (por ejemplo, beneficios y emisiones).

1.6. Creación de la propuesta de hoja de ruta para la descarbonización

El método para crear la propuesta de hoja de ruta de la descarbonización es cuantitativo y cualitativo. Se analizan sistemáticamente los resultados de las 6 006 simulaciones para encontrar las características que se asocian a métricas de desempeño deseables. Por ejemplo, una alta producción de energía eléctrica con fuentes renovables permitiría bajar las emisiones, lo que es favorable para el entorno ambiental. En base a insumos de los actores se escogieron las simulaciones que brindaban el mejor 10 % de las tres métricas consideradas: costo de generación (10 % más bajos para la dimensión económica), empleos generados (10 % más altos para la dimensión social) y emisiones (10 % más bajas para la dimensión ambiental).

Para crear la hoja de ruta se determinan características que representan la evolución del sistema eléctrico tomando en cuenta las simulaciones previamente identificadas. Se definen 4 características a extraer de las simulaciones: i) capacidad instalada; ii) porcentaje de generación de energía renovable no convencional (ERNC); iii) nivel de almacenamiento con baterías; y iv) niveles de inversión por tecnología. Los valores identificados para estas 4 características establecen las metas de la hoja de ruta para los años 2025, 2030, 2040 y 2050.

Por otro lado, el equipo consultor desarrolló un instrumento de recopilación de barreras y de nuevas acciones para habilitar la descarbonización, el cual fue utilizado por actores del sector eléctrico y fue complementado por medio de reuniones bilaterales. La propuesta de hoja de ruta resulta de integrar las metas deseables de descarbonización junto con las acciones requeridas para superar las barreras

captadas y lograr alcanzar la descarbonización a 2050. El proceso de confección de la hoja de ruta fue iterativo, culminando en un taller, dónde participaron de más de 70 representantes de diferentes agencias del sector eléctrico (Anexo 6.2).

1.7. Alcance y limitaciones del análisis y futuras líneas de trabajo

El propósito del estudio consiste realizar un análisis técnico y económico de un SENI descarbonizado. Con fundamento en los reportes del PEN, se parte del escenario 3D, que presenta un mayor crecimiento de energías renovables hasta 2036 (CNE, 2022b). A continuación, se enlistan las opciones tecnológicas y políticas incluidas en el análisis:

- Al escenario de referencia se le realiza una extensión hasta 2060. Los escenarios de gas natural y renovable tienen proyectos de generación que sustituye la energía que las plantas de carbón podrían proveer.
- Cada simulación tiene una solución de despacho donde la oferta es igual a la demanda en el SENI en cada hora de cada mes simulado. Se simula que las ERV suplen la demanda y se almacenan en baterías de ion de litio. Estas últimas se descargan en periodos nocturnos (punta). Las baterías tienen una parametrización estándar de 4 horas de duración a potencia nominal.
- En la solución de despacho, las plantas de ciclo combinado y turbinas a gas son la tecnología flexible que permite cubrir la demanda en meses de baja producción eólica o en las noches si fuera necesario. Esta tecnología solamente crece en el escenario base, mientras que en el resto de los escenarios la capacidad añadida de corto plazo es suficiente hasta 2060.
- Se calcula que el margen de reserva del parque de generación sea mayor o igual a 20 % en cada año hasta el 2060. Cuando haya falta agregar potencia firme al sistema, la simulación introduce motores de combustión interna que pueden operar con *fuel oil* o gas natural.

Este estudio no ha evaluado lo siguiente:

- Un análisis geoespacial para considerar posibles restricciones adicionales a la capacidad ERNC disponible.
- Un análisis de estabilidad (frecuencia y tensión) y cargabilidad de la red de transmisión,
- El costo asociado a la expansión de la red de transmisión con criterios geoespaciales.

- Otras opciones de almacenamiento de energía⁶.
- La generación nuclear como una opción tecnológica para suplir la demanda eléctrica, ni como opción para sustitución de las plantas a carbón.
- La utilización de las plantas de carbón como condensadores sincrónicos una vez eliminada su producción eléctrica a partir de carbón.
- La reutilización de activos de estas plantas en un futuro descarbonizado.
- Todo el sector energético. A futuro, se debe evaluar de forma integrada la descarbonización del sector energía y el acople entre el sector eléctrico, el transporte, la industria y los demás sectores económicos.
- Opciones de gestión de la demanda para optimizar el costo de operación del SENI.

Aclaración: La calibración del modelo se hizo con la información disponible en la Memoria Anual 2021 del OC.

2. Análisis socioeconómico de la descarbonización del sector eléctrico

Este capítulo presenta las entradas del análisis socioeconómico. También expone los escenarios diseñados y analiza los resultados de su evaluación. Los detalles metodológicos y de la herramienta, así como las consideraciones hechas se encuentran en los Anexos 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5. Acá se describen los supuestos de la simulación inicial, tomando las premisas basadas en literatura nacional e internacional. Una vez expuestos los supuestos de la simulación inicial, se describe el proceso de experimentación para producir las 1 000 simulaciones adicionales.

2.1. Caracterización de los escenarios

El proceso co-creativo con los actores del sector eléctrico señaló la necesidad de evaluar 4 escenarios: base, referencia, gas natural y renovables. Ninguno de estos considera la expansión del parque térmico a carbón. Todos los escenarios utilizan la demanda eléctrica del PEN (escenario tendencial) hasta el 2036. Posterior al 2036 se utilizan intensidades energéticas y tasas de crecimiento del producto interno bruto (PIB) cuyos detalles se describen en la sección 2.2. Todos los escenarios incluyen

⁶ A futuro se podrán explorar opciones como el hidrógeno, amoníaco, sales fundidas, e hidro bombeo. Algunas de estas tecnologías podrían implementarse antes del 2050 aprovechando los activos de las plantas de carbón, lo cual implicaría que disminuya la quema de este combustible.

las licitaciones de proyectos a gas natural previstas para los próximos 6 años (CNE, 2022c; SIE, 2022b). Los detalles de estos proyectos licitados se muestran adelante en esta sección.

El escenario base describe una evolución tendencial del sector eléctrico según las estadísticas del sistema durante los últimos 10 años. El crecimiento de la demanda eléctrica y el aumento de renovabilidad en este escenario siguen un comportamiento tendencial para el horizonte de estudio (Cuadro 1). La generación no planeada después de 2036 se basa en proyectos de gas natural y generación con ERNC (eólica en tierra y solar fotovoltaica) para cumplir la evolución del Cuadro 1.

El escenario de referencia describe una evolución del sector eléctrico de acuerdo con la política actual. Se toma el escenario 3D del PEN (CNE, 2022b) como punto de partida por cuanto establece la meta más alta de energías renovables no convencionales (25 % al 2025 y 30 % al 2030). El escenario 3D se expande al 2050 utilizando metas de generación de ERNC mostradas en el Cuadro 2, que son crecimientos tendenciales del escenario 3D. El escenario de referencia mantiene en funcionamiento el parque térmico a carbón. Se incluyen los proyectos sugeridos en el escenario 3D del PEN hasta 2036. Se toman en cuenta los proyectos solares y eólicos del Programa Definitivo de la Operación de Largo Plazo del OC [escenario 1, (OC-SENI, 2022)]. Se incluyen las licitaciones recientes de proyectos a gas natural (CNE, 2022c; SIE, 2022b). El detalle de los proyectos se muestra en el Cuadro 4 de la Sección 2.2. Después de 2036, la capacidad no planeada se expande con proyectos solares y eólicos en tierra para satisfacer la demanda creciente, al tiempo que crece la generación con ERNC (Cuadro 2).

Cuadro 1. Generación de ERNC meta para el escenario de base para el futuro inicial.

Año	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Porcentaje energías renovables no convencionales [%]	10.9	14.6	18.2	21.9	25.5	29.2

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 2. Generación de ERNC meta para el escenario de referencia para el futuro inicial.

Año	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Porcentaje energías renovables no convencionales [%]	26	31	29	32	35	37

Fuente: Elaboración propia.

El escenario de gas natural se basa en el escenario de referencia, pero evalúa qué pasaría si las plantas a carbón se reconvierten a gas natural, el cual tiene un factor de emisión 62 % menor (0.47 Gg CO_{2e}/GWh) que el del carbón (1.23 Gg CO_{2e}/GWh). Dicha reconversión considera cambiar los quemadores de carbón por quemadores duales y hacer modificaciones a la caldera para mantener la potencia de generación eléctrica. Esta reconversión tendría un costo estimado en 231 \$/kW (GIZ, 2018). Se excluye el costo de alimentación y distribución de gas natural. Dicho costo se captura en los costos variables de operación de la planta. El reacondicionamiento de las plantas con quemadores duales permite utilizar 2 tipos de combustible y es generalmente utilizado para favorecer una generación eléctrica continua y económica ante la volatilidad del precio de los combustibles (Schneider & Bogdan, 2007).

El escenario de renovables también se basa en el escenario de referencia, pero busca evaluar qué pasaría si se sustituyen o reconvierten las plantas a carbón por proyectos renovables no-convencionales. En este escenario se han explorado diferentes sub-escenarios que buscan responder preguntas de los actores clave del sector eléctrico de la República Dominicana: i) se considera la reconversión a biomasa de Barahona Carbón, se explora la sustitución de Itabo 1 y 2 por solar y eólico en tierra acoplado con baterías y se evalúa la sustitución a largo plazo (2040+) de Punta Catalina por eólico en mar; ii) se explora la sustitución de Barahona e Itabo 1 y 2 por solar y eólico en tierra acoplado con baterías y se evalúa la sustitución a largo plazo (2040+) de Punta Catalina por eólico en mar; iii) se considera la sustitución de todo el parque térmico a carbón por solar y eólico en tierra.

El Cuadro 3 resume las consideraciones de cada escenario.

Cuadro 3. Resumen de los escenarios implementados y sus condiciones de modelado.

Escenario	Descripción del modelado
Base	<ul style="list-style-type: none"> • Mantiene las plantas de carbón en funcionamiento, sin agregar nuevas unidades a carbón. • Se agregan proyectos a gas natural licitados en el país (detalles en Cuadro 4). • La generación ERNC aumenta tendencialmente con base al crecimiento histórico del país. • La demanda se suple con proyectos a gas natural.
Referencia	<ul style="list-style-type: none"> • Se basa en el escenario 3D del PEN. • Mantiene las plantas de carbón en funcionamiento, sin agregar nuevas unidades a carbón. • Considera los proyectos descritos en el Programa Definitivo de la Operación de Largo Plazo del OC publicado en noviembre 2022 (OC-SENI, 2022), el PEN y proyectos de gas licitados.

	<ul style="list-style-type: none"> • La generación con ERNC aumenta según lo propuesto en el escenario 3D del PEN y después del 2036 continúa aumentando tendencialmente. • La demanda a 2036 se suple según el PEN y luego de 2036 se suple con proyectos de gas natural y proyectos solares y eólicos acoplados con baterías.
Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Se basa en escenario de referencia. • Se reconvierten todas las plantas a carbón por plantas a gas natural. • La renovabilidad aumenta según lo propuesto en el PEN y después del 2036 continúa aumentando tendencialmente. • La demanda a 2036 se suple según el PEN y luego de 2036 se suple con proyectos de gas natural y proyectos solares y eólicos acoplados con baterías.
Renovables	<ul style="list-style-type: none"> • Se basa en el escenario de Referencia. • Sustituye las plantas a carbón por proyectos eólicos (en tierra y en mar), solares fotovoltaicos acoplados y reconversiones para biomasa. • La demanda a 2036 se suple según el PEN y luego de 2036 se suple con proyectos solares y eólicos acoplados con baterías.

Fuente: Elaboración propia.

2.2. Consideraciones clave para la evaluación de los escenarios

A continuación, se enlistan consideraciones clave de las simulaciones (más detalles se muestran en el Anexo 6.5). Estas consideraciones se emplean para la simulación inicial y luego se exploran en el experimento computacional de miles de simulaciones.

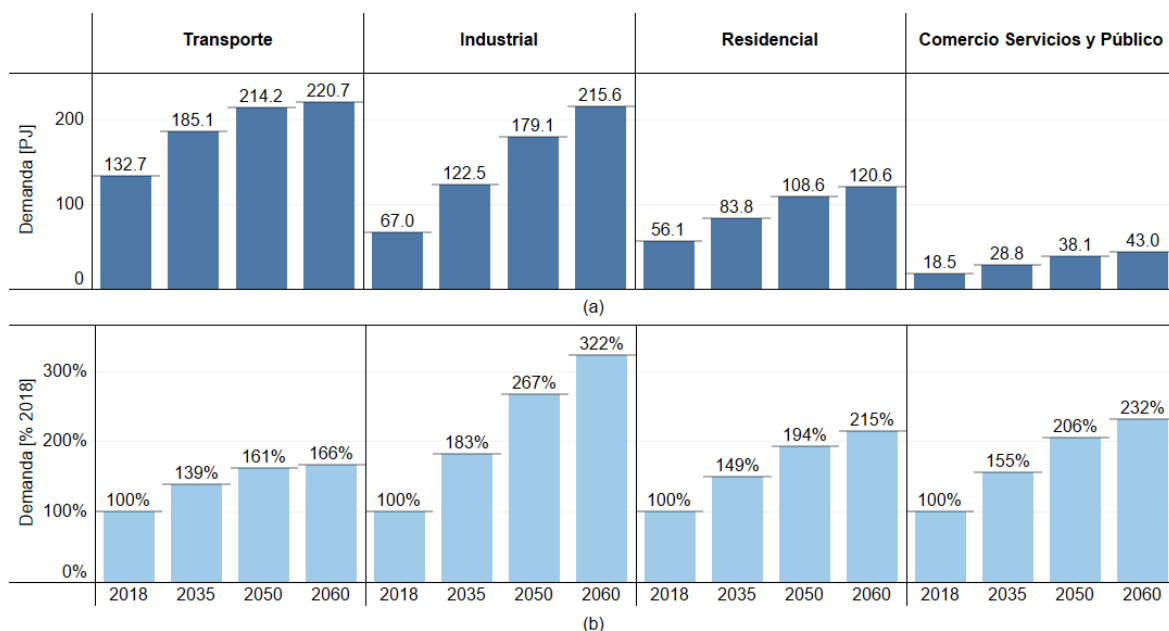
- Después del 2025, se instalan baterías de ion de litio en proporción a la capacidad instalada solar y eólica. En el caso de la capacidad instalada solar, se agrega una capacidad de almacenamiento de 50 % de dicha capacidad con una duración de 4 horas, según la modelación de una referencia internacional (RMI, 2020). Para la capacidad instalada eólica en tierra se usa un 20 %. En este análisis el almacenamiento de forma independiente a los proyectos de generación, es decir, podrían o no estar junto a los proyectos de generación. No se analizan otras formas de almacenamiento.
- Se considera un margen de reserva mínimo de 20 %, asumiendo que la potencia despachable suma la capacidad instalada de las plantas a carbón, las plantas de ciclo combinado y turbinas de gas, los motores de combustión interna, un 85 % de la capacidad de las baterías y un 20 % de la capacidad hidro. Se consideró el 85 % de las baterías por las pérdidas de las baterías en el proceso de la carga y descarga. El 20 % del hidro se consideró por el factor de capacidad mínimo explorado. Futuros estudios deberán de definir criterios más finos de la necesidad de margen de reserva integrando un análisis eléctrico del SENI. Si el sistema requiere más capacidad despachable para

llegar al mínimo margen de reserva, se introducen nuevos motores de combustión interna duales (gas natural o *fuel oil*).

- Se considera que las plantas a carbón sustituidas operan con un factor de planta de 80 % anual a partir del año 2023. Esta consideración exige a los escenarios de sustitución a producir al menos esa cantidad de energía en un año. La sustitución a gas natural de ser equivalente a la tecnología que sustituye, términos de capacidad instalada.
- No se consideran los costos de retiro de las plantas. En trabajos futuros se podría evaluar la reutilización de los activos de las plantas y más opciones tecnológicas que soporten la nueva generación renovable.

El modelo simula un balance de oferta y demanda. Como se indicó anteriormente, la demanda eléctrica se toma del PEN (escenario tendencial) hasta el 2036. El PEN también presenta las demandas energéticas por cada sector de consumo de demanda y combustible hasta 2036 (Figura 3). Esta información combinada con trayectorias posibles del crecimiento del PIB permite estimar la intensidad energética hasta 2036. Se asume un crecimiento del PIB de 5 % desde 2022 hasta el 2026 según el Banco Central de la República Dominicana (BCRD, 2022). Se asume que el PIB decrece linealmente hasta alcanzar en 2060 un 3.7 % equivalente al promedio de lo proyectado por el BCRD y el WEO para América Latina.

Figura 3. Demandas de energía en el escenario base para diferentes sectores (a) en PJ y (b) relativo al 2018.



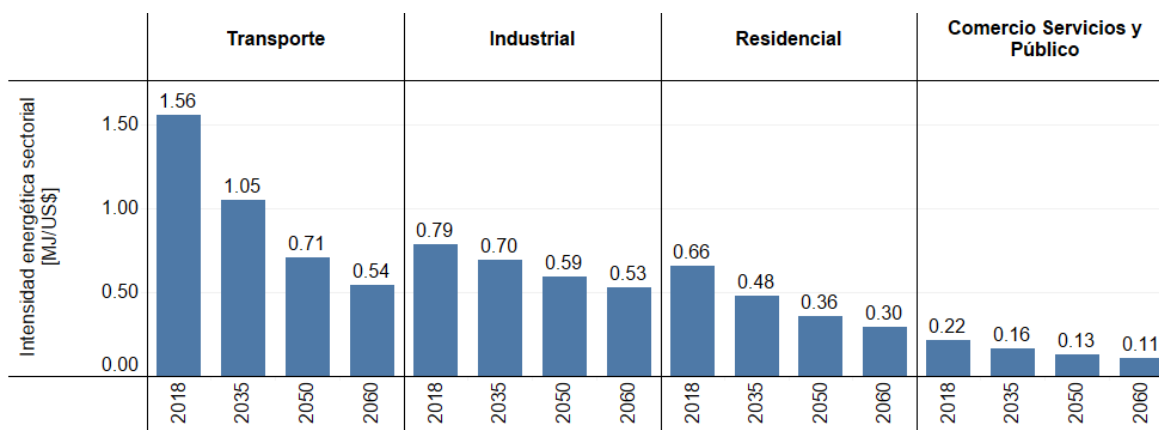
Fuente: Elaboración propia.

Se asume que la intensidad energética del PEN sigue con tendencia decreciente, lo que significa que cada unidad de crecimiento del PIB necesita menos consumo energético en el largo plazo (Figura 4). Esta intensidad energética tendencial se combina con el crecimiento del PIB de largo plazo para proyectar la demanda entre 2036 y 2060.

La composición energética de cada sector de demanda se encuentra definida en el PEN hasta el 2036. En este estudio, se asume una composición por vector energético constante hasta 2060 (Figura 5).

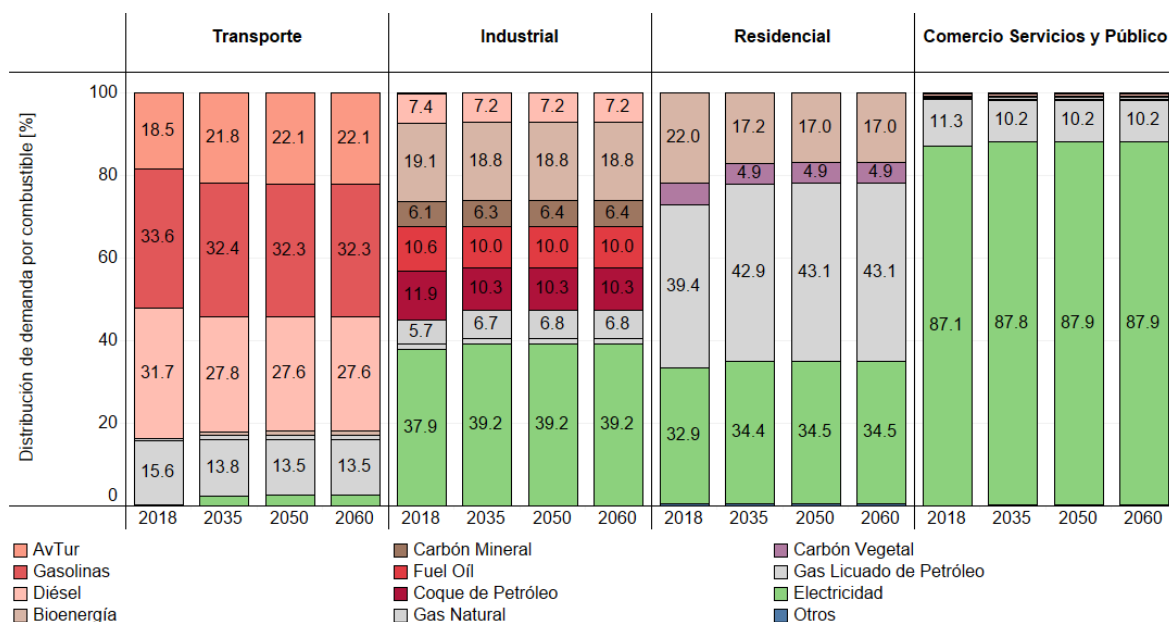
A partir de multiplicar el PIB por la intensidad energética sectorial y la composición de la demanda de cada sector y vector energético, se calculó la demanda eléctrica del país hasta el año 2060. Para obtener la demanda a nivel de generación del SENI (Figura 6), se consideró la energía de los auto-productores, sistemas aislados y pérdidas técnicas. Para las pérdidas de transmisión se utilizó como referencia el PEN, de 1.82 % para el 2021 y constantes hasta 2060. Para las demás variables se utilizó el Balance Nacional de Energía Útil del 2018 (MEMRD, 2020b). Las pérdidas técnicas por distribución se establecieron en 14.85 %. Se asume que los sistemas aislados y auto-productores consumirán 3 380 TWh (dato del 2021) hasta 2060 y que el resto de la demanda (más pérdidas) la suple el SENI.

Figura 4. Intensidad energética para demandas futuras en el escenario base.



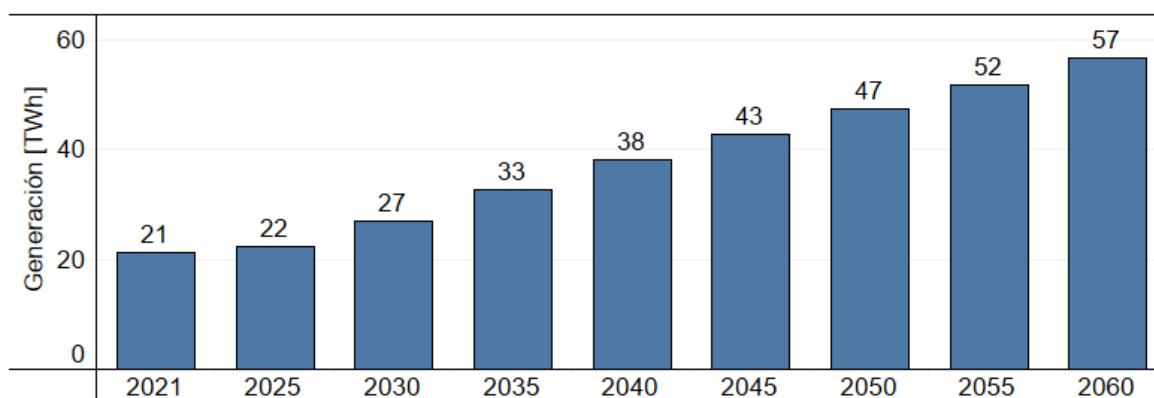
Fuente: Elaboración propia.

Figura 5. Composición de la demanda sectorial por fuente energética.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6. Generación eléctrica requerida para suplir demandas futuras.



Fuente: Elaboración propia.

Para definir la oferta del SENI, se usaron como referencia datos históricos suministrados por el OC-SENI, a fin de determinar el parque de generación inicial. Se usaron las cifras mensuales sobre capacidad instalada y generación por tipo de tecnología y fuente de energía utilizada, para obtener el factor de capacidad mensual para las ERNC. Se examinaron los datos de generación de los días de máxima demanda para encontrar el perfil diario de generación solar y eólica. Además, se consideró que la generación horaria es igual a la demanda horaria, la cual se utiliza

para determinar un posible despacho de potencia de las plantas térmicas y de las baterías de ion de litio.

La expansión del parque de generación basada en el escenario 3D del PEN, el Programa Definitivo de la Operación de Largo Plazo del OC-SENI y las licitaciones esperadas a 2027 (Cuadro 4).

La estimación de costos de la oferta se detalla en el Anexo 6.5.4 y que se resumen a continuación:

- Se tomaron las resoluciones SIE-064-2022 (SIE, 2022a) para los valores unitarios de costo de capital (CAPEX por sus siglas en inglés) y unitarios de operación y mantenimiento (OPEX por sus siglas en inglés) aplicables a las centrales de generación solar, eólica en tierra y eólica en mar. Estos valores se utilizan para el año 2022 y sirven para ajustar valores internacionales.
- Las tendencias tecnológicas de CAPEX y OPEX fijos para cada tecnología de generación, así como los CAPEX y OPEX unitarios para el almacenamiento de energía por baterías (ver trayectorias en el Cuadro 5), se extraen del *Annual Technology Baseline 2022*, publicado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos (NREL, 2022).
- Los parámetros de OPEX variable no combustible para gas natural, carbón y biomasa fueron tomados de los valores históricos del OC-SENI y luego se asumen constantes en el tiempo. Para los costos de los combustibles (OPEX variables de combustible), se utilizaron los valores históricos del OC-SENI como referencia. Las proyecciones se basan en el promedio entre la trayectoria prevista por CME Group (CME Group, 2023) y el *World Economic Outlook* (IMF, 2022) hasta el 2024. Para años posteriores se utilizaron las proyecciones internacionales del WEO (AIE, 2022b). Las trayectorias de estos parámetros para el futuro inicial se muestran en el Cuadro 5.
- Los costos de externalidades de contaminación local se obtienen del Fondo Monetario Internacional (IMF por sus siglas en inglés) que presenta estimaciones a nivel país (IMF, 2019).
- Los factores de empleo en trabajos por unidad de capacidad instalada (MW) se obtiene de estudios internacionales con coeficientes a nivel regional (Greenpeace, 2019; Teske, 2019).
- Las emisiones de GEI por TWh producido se obtienen de (GIZ, 2020).

Cuadro 4. Capacidad instalada de los proyectos planificados en República Dominicana para los escenarios analizados.

Tecnología	Capacidad (MW)											
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Eólica	50	150	50		100	100	0	50	0	50	0	50
Fotovoltaica	480.7	591.4	292.6	50.6	50	60	0	126	0	120	0	203
Hidro	18			52	300							
Turbinas	204		-204									
Ciclo Combinado			714	840	400					400		
Motores combustión interna	190				400							

Fuente: Adaptado de (CNE, 2022b; MEMRD, 2023; OC-SENI, 2022).

Nota: En el 2025 se incluye la conversión a ciclo combinado de las turbinas ciclo simple de 204 MW a instalarse en 2023 (SIBA Energy) incrementando su capacidad hasta 300 MW, en adición a un ciclo combinado nuevo de 414 MW (Energía 2000) en la provincia de Monte Cristi.

Los parámetros anteriores aplican para el futuro inicial. Sin embargo, al tratarse de parámetros que pueden tomar diversos valores, se crean 1,000 combinaciones de parámetros adicionales. A cada combinación de parámetros se le llaman futuros. El algoritmo de muestreo de hipercubo latino (LHS por sus siglas en inglés) crea una matriz de números entre 0 y 1 para una cantidad N de muestras y P parámetros (los P parámetros se deducen del ejercicio de la matriz DAMI explicado en el Anexo 6.1). El Cuadro 6 muestra todos los parámetros que se experimentan (13 en total). El LHS crea una matriz de tamaño 1 000 filas (que son futuros o muestras) y 13 columnas (que son parámetros), con números aleatorios entre 0 y 1. Los números aleatorios luego se ajustan a los intervalos de valores de las columnas “valor mínimo” (cuando el número aleatorio es 0) y “valor máximo” (cuando el número aleatorio es 1) del Cuadro 6. La columna de “futuro inicial” muestra el valor usado para el futuro inicial.

Cuadro 5. Parámetros de costo para el futuro inicial.

Costo	Unidad	2022	2025	2030	2040	2050	2060
CAPEX de batería (potencia)	\$/kW	232	212	190	190	190	190
CAPEX de batería (energía; se suma al de arriba)	\$/kWh	282	216	158	138	118	118
CAPEX de eólico en tierra	\$/kW	1688	1497	1179	1062	944	944
CAPEX de eólico en mar	\$/kW	3185	2926	2699	2457	2311	2311
CAPEX de solar fotovoltaico	\$/kW	1024	897	687	626	564	564
OPEX variable de la generación eléctrica con biomasa	\$/MWh	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0
Costo del carbón	\$/ton	187	155	65	63	60	60
OPEX variable de la generación eléctrica con fuel oil	\$/MWh	143	118	128	138	148	148
Costo del gas natural	\$/MMBTU	9.8	13.7	6.7	6.9	7.1	7.1

Fuente: Elaboración propia.

El crecimiento del PIB mínimo es el que el WEO 2022 define para Latino América en el largo plazo, mientras que el valor máximo es la expectativa del Banco Central hasta 2026; el valor de 3.7 % es el promedio de estos valores. La intensidad energética varía con criterio experto.

Cuadro 6. Rangos de variación de parámetros para la exploración de escenarios.

Parámetro	Valor mínimo	Futuro inicial	Valor máximo	Unidades
Crecimiento del PIB	2.4	3.7	5	%
Intensidad energética	0.85	1	1.15	Relativo al futuro inicial
Porcentaje de energías renovables no convencionales (excluyendo sustitución de generación a carbón)	35	37	50	% de la generación en 2050
Años de sustitución de generación a carbón	2026	Varía por planta tomando en cuenta la antigüedad	2050	Años
Participación de solar y eólico para sustituciones	0	50	100	% de la energía reemplazada
Capacidad de la batería para solar	30	50	70	% de la capacidad instalada solar
Capacidad de la batería para eólico	10	20	30	% de la capacidad instalada eólica
Costo de capital de almacenamiento y renovables	0.5	1	1.5	Relativo al futuro inicial en 2050
Costo unitario del carbón	0.6	1	2.6	Relativo al futuro inicial en 2050
Costo unitario de la biomasa	1	1	5	
Costo unitario del gas natural	0.5	1	1.5	
Costo unitario del fuel oil	0.25	1	1.5	
Variación de costo de combustibles fósiles en corto plazo	0.75	1	1.25	Relativo al futuro inicial

Fuente: Elaboración propia.

- La generación de ERNC varía alrededor del 37 % para el futuro inicial en el año 2050, resultante de la tendencia del PEN. Se explora hasta 50 %, definido en discusiones bilaterales.

- La sustitución de generación a carbón varía entre 2026 y 2035 para Barahona e Itabo 1 y 2 y; entre 2040 y 2050 para Punta Catalina. Estos años reflejan el momento en que los proyectos de los escenarios de gas natural o renovable deben sustituir la generación a carbón. Si bien las plantas dejan de inyectar potencia al SENI en el escenario de renovables, los activos podrían o no desmantelarse; lo que debe ser objeto de análisis para futuros estudios.
- Las variaciones de capacidad de baterías y costo de energía renovables y almacenamiento se definen por criterio experto.
- La variación del costo unitario del carbón explora el valor mínimo del WEO 2022 hasta un valor donde el costo de carbón de largo plazo, en el 2050, es igual al costo en el 2021.
- Los costos de la biomasa parten del costo reportado por el OC-SENI y suben hasta 200 \$/ton sugeridos como precios de importación de biomasa en un estudio elaborado por la CNE (CNE, 2018).

2.3. Transformaciones en el parque de generación del SENI

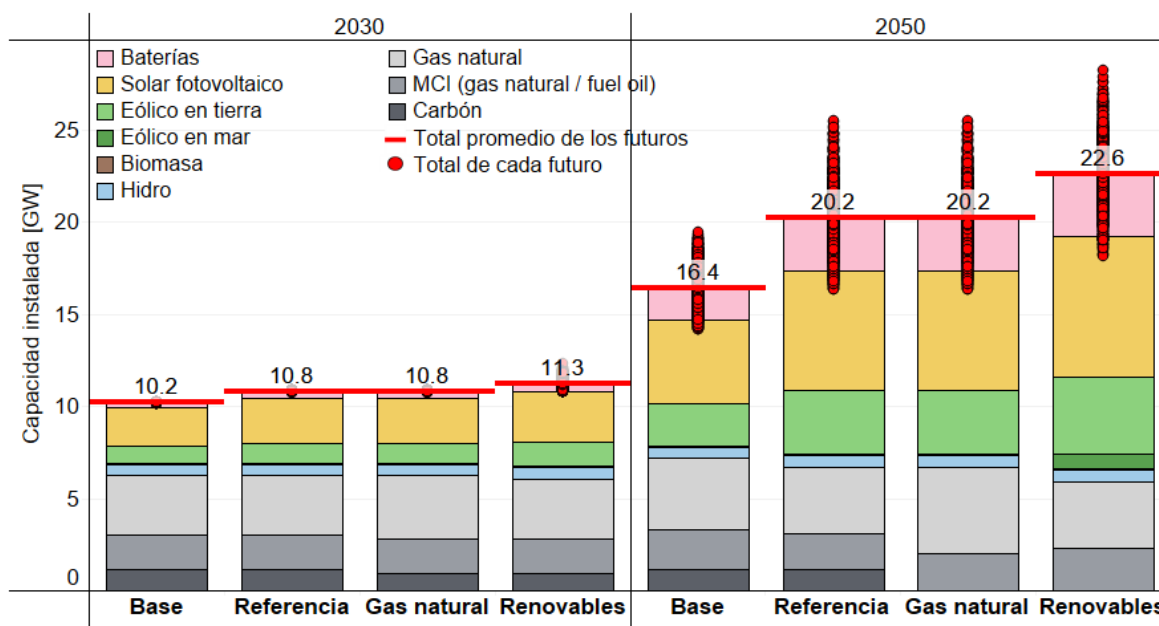
La Figura 7 muestra la capacidad instalada en el 2030 y 2050 para cada escenario. El escenario de renovables requeriría en promedio la mayor capacidad instalada ya que se desplegarían sistemas solares y eólicos que poseen factores de capacidad inferiores a las plantas que procesan combustible fósiles. La capacidad instalada requerida para el 2050 se podría encontrar en un mínimo de 18.1 GW hasta un máximo de 28.2 GW. La variación se debe a la magnitud de la demanda (a mayor demanda, mayor capacidad requerida) y a la composición de la generación renovable sustituta. Entre mayor capacidad solar se integre respecto a la capacidad eólica, mayor será la capacidad instalada total.

La capacidad de hidro se mantiene en 0.62 GW. El gas natural (ciclo combinado y turbinas a gas) para 2030 tendría una capacidad instalada de 3.2 GW para los escenarios base, de referencia y renovables. El escenario de gas natural ya habría instalado 3.41 GW de esta fuente de energía para 2030. A 2050, el escenario de referencia y de renovables aumentaría dicha capacidad a 3.6 GW, el escenario base tendría un aumento a 3.8 GW, mientras que el escenario de gas natural contemplaría 4.7 GW de capacidad instalada de esta tecnología.

La capacidad instalada de eólica en tierra sería de 0.92 GW para el escenario base en 2030, mientras que alcanzaría 1.11 GW en los de gas natural y referencia. El escenario renovable tendría para este año una capacidad instalada de 1.31 GW. Para 2050, el escenario base tendría la menor cantidad de capacidad eólica en tierra, con 2.30 GW; los escenarios de referencia y gas natural contarían con una capacidad de

3.5 GW y el escenario renovable tendría la mayor capacidad con 4.1 GW. El escenario renovable mostrado tendría una capacidad eólica en mar de 0.83 GW para 2050 (promedio de futuros). La tecnología de solar fotovoltaica alcanzaría una capacidad de 4.5 GW en el escenario base, 6.5 GW para los escenarios de referencia y gas natural y 7.6 GW para el escenario de renovables.

Figura 7. Capacidad instalada para los escenarios propuestos en el año 2030 y 2050.



Fuente: Elaboración propia.

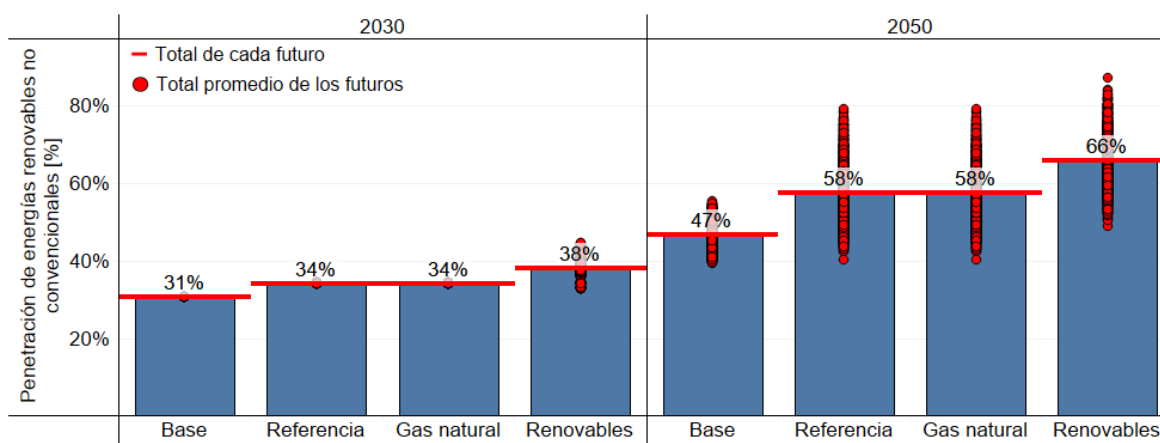
Nota: MCI significa motores de combustión interna.

El modelo calcula la capacidad instalada de motores de combustión necesarios para mantener el margen de reserva en 20 %, así como satisfacer las horas del año donde las baterías y el ciclo combinado no son suficientes. En el escenario de renovables mostrado, la capacidad sería de 2.4 GW en el 2050, la cual es mayor que los 1.9 GW en el escenario de gas natural. Es decir, el sistema requiere 500 MW adicionales de motores de combustión bajo el escenario renovable con respecto al de gas natural.

Para 2030, el escenario base tendría una capacidad de baterías de 0.27 GW. Los escenarios de referencia y gas natural tendrían 0.35 GW de baterías, mientras que el escenario renovable requeriría una capacidad de 0.44 GW. Para 2050, el escenario base requeriría 1.8 GW en baterías; los escenarios de referencia y gas natural requerirían 2.85 GW, mientras que el escenario renovable requeriría 3.11 GW. La Figura 8 muestra la penetración de ERNC como porcentaje de la capacidad instalada

para cada escenario, alcanzando dos-terceras partes en 2050 bajo el escenario de renovables. Esta métrica crece en todos los escenarios.

Figura 8. Porcentaje de penetración de capacidad instalada energías renovables no convencionales para los escenarios propuestos en el año 2030 y 2050.

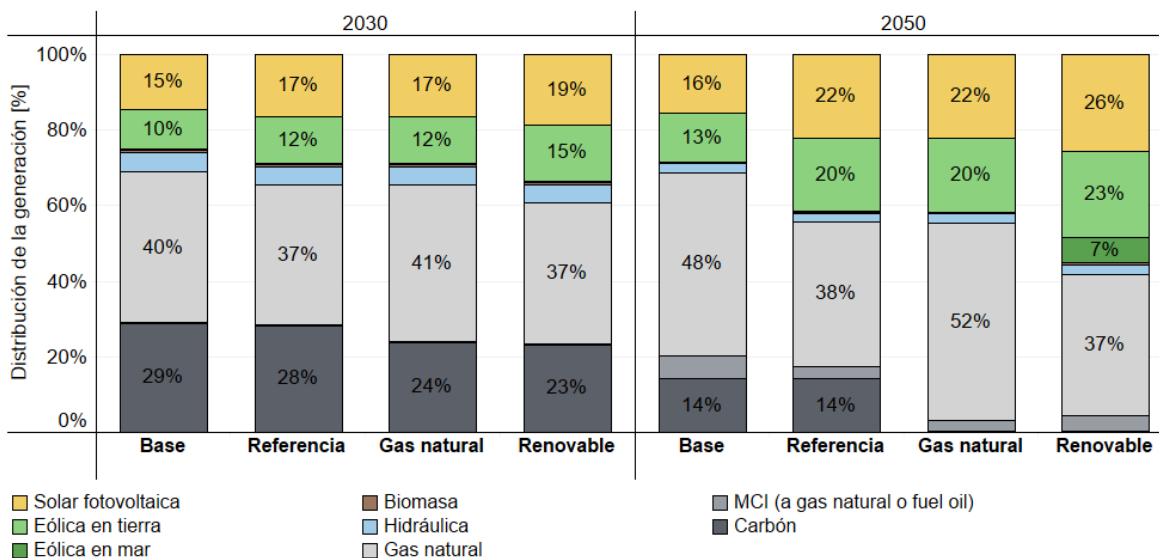


Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 9 se muestra la distribución de la generación por tecnología y combustible. En 2030, en todos los escenarios más del 65 % de la generación depende de fuentes fósiles. En 2030, en el modelado no se genera electricidad a partir de motores de combustión por el uso de los ciclos combinados, asumiendo que el gas será la fuente primaria a consumir. En un modelado detallado del mercado eléctrico podría haber un resultado donde la generación con motores de combustión sí aporta en ese año. En 2050, la generación con motores de combustión oscilaría entre el 3 % y el 6 %, los cuales podrían utilizar gas natural también. La Figura 9 también muestra que el escenario base y de gas natural tienen un nivel de participación similar de esta energía primaria; lo mismo ocurre entre el escenario de referencia y renovables.

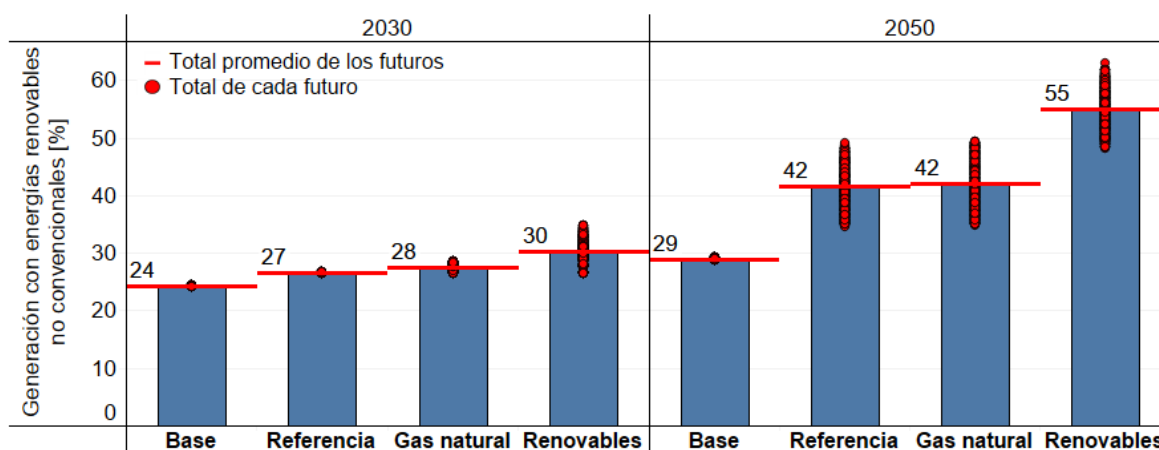
La Figura 10 muestra el porcentaje de generación de energía la matriz eléctrica que utiliza fuentes de energía renovables no convencionales. A 2030, esta métrica es muy similar para todos los escenarios, pues depende en gran medida de los proyectos planificados. Para 2050 el escenario base tendría una generación con 29 % de ERNC; el escenario de gas natural y de referencia tendrían un 42 %. A 2050 el escenario Renovable (sol, viento, biomasa y agua como fuentes primarias de energía) aportaría entre 48% y 63%. Este escenario sería menos vulnerable a shocks de precio de energéticos importados.

Figura 9. Porcentaje de generación de energía por tipos de tecnologías para cada escenario (valores promedio de los futuros simulados).



Fuente: Elaboración propia.

Figura 10. Porcentaje de generación de energía con ERNC por escenario.



Fuente: Elaboración propia.

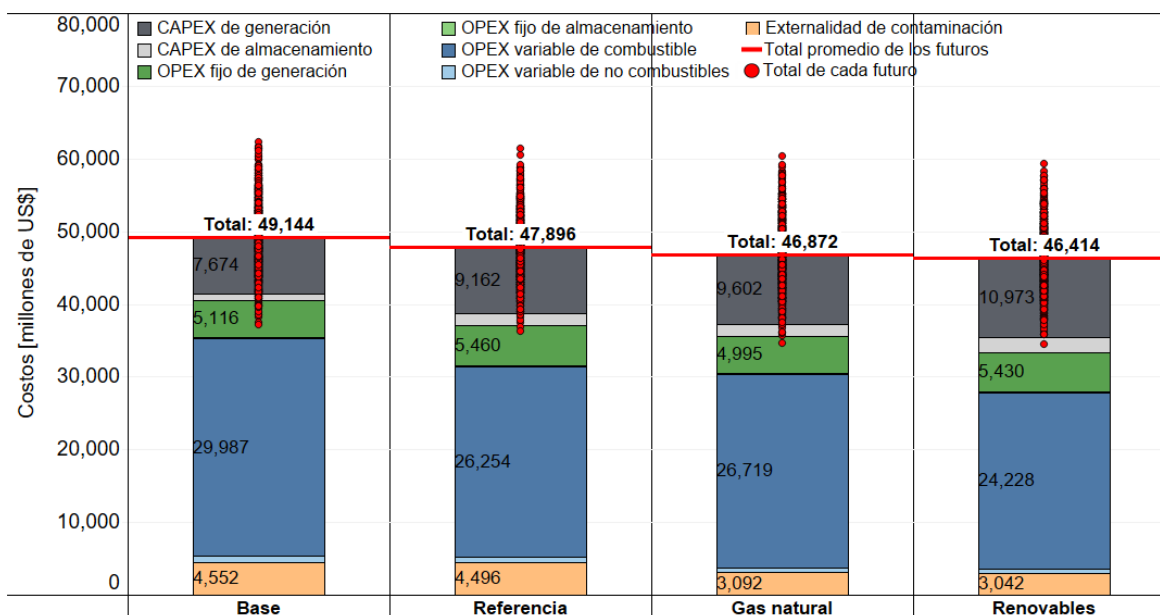
El escenario de renovables se desglosa en tres escenarios donde entra en juego la participación de la biomasa y la presencia o no del eólico en mar para la sustitución de la planta Punta Catalina. El escenario con biomasa solamente evita 100 MW de generación solar o eólica con respecto al escenario con solar y eólico en mar y tierra. El escenario sin eólico en mar requiere casi 2 GW adicionales que el escenario que utiliza esta tecnología. El requerimiento de territorio también puede impactar la decisión del escenario renovable a utilizar. El escenario sin eólico en mar requeriría

0.7 % del territorio más que el que sí cuenta con esta tecnología, requiriendo 3.5 % del espacio terrestre del territorio nacional en 2050 (promedio de las simulaciones).

2.4. Métricas socioeconómicas

La Figura 11 muestra los costos acumulados para el periodo 2023-2060 de cada escenario considerando una tasa de descuento de 5.04 % [tomada como referencia de estudios de la CNE (CNE, 2022a)] asociados a los proyectos en cada escenario. En promedio, el escenario base tendría un costo asociado de US\$ 49,100 millones, el escenario de referencia de US\$ 47,900 millones, el escenario de gas natural US\$ 46,900 millones y, el escenario renovable US\$ 46,400 millones.

Figura 11. Costos del sistema eléctrico por escenario



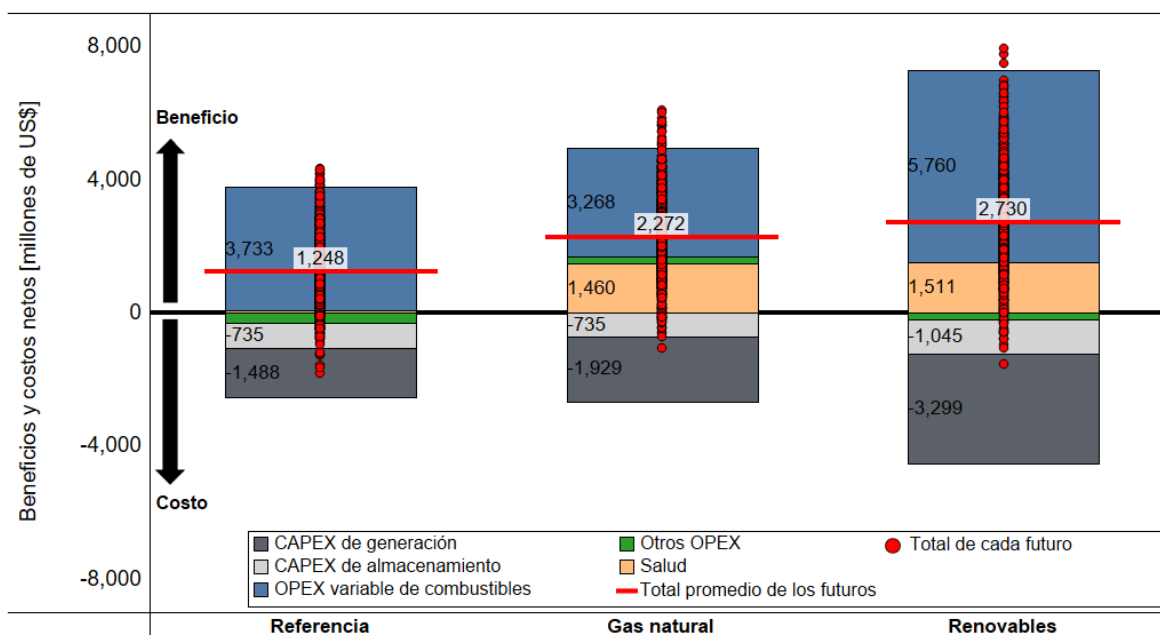
Fuente: Elaboración propia.

En promedio el escenario renovable tiene menor costo: a pesar de requerir mayor inversión, los costos variables del sistema serían los menores. La incertidumbre sobre los parámetros explorados podría causar mayores o menores necesidades de inversión y ahorros operativos en cada escenario. El costo acumulado del sistema eléctrico renovable a 2060 podría encontrarse entre US\$ 34 a US\$ 59.8 mil millones.

El beneficio es el costo neto evitado que se logra con respecto al escenario base. La Figura 12 muestra los beneficios económicos por escenario para los futuros explorados (incluyendo el futuro inicial). Los valores positivos representan beneficios

económicos y los valores negativos costos netos para el sistema. Para el escenario renovable estos oscilan entre US\$ -1 532 y 7 936 millones. Para el escenario renovable, los costos de inversión para la generación son, en promedio, de US\$ 3 299 millones más que en el BAU. La reducción de los costos de operación compensaría los costos por inversión y se traduciría en un beneficio económico a nivel país que llegaría a ser en promedio casi US\$ 5 760 millones a 2060. Todos los escenarios tienen el mayor beneficio por un ahorro en los costos variables.

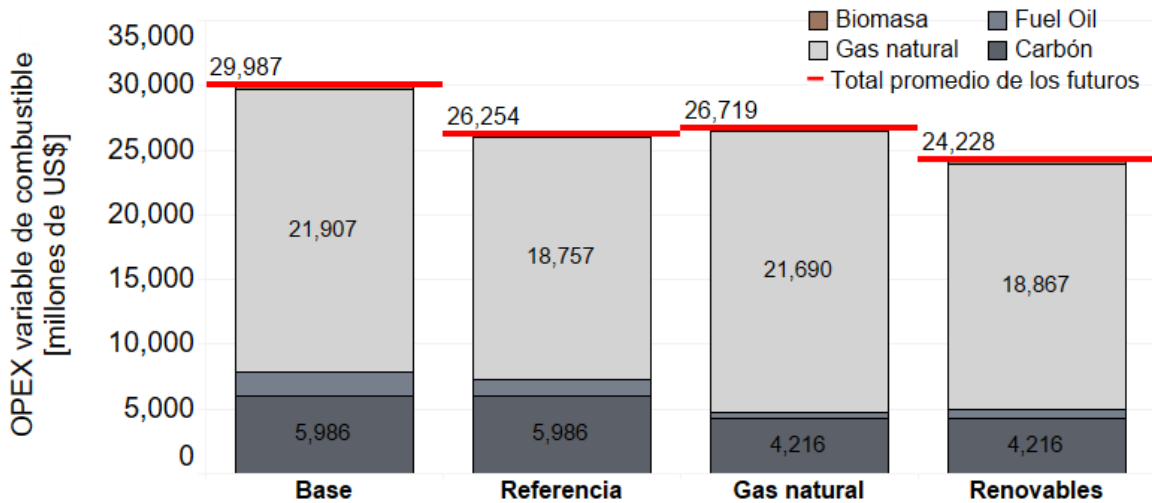
Figura 12. Beneficios por escenario relativos al escenario base.



Fuente: Elaboración propia.

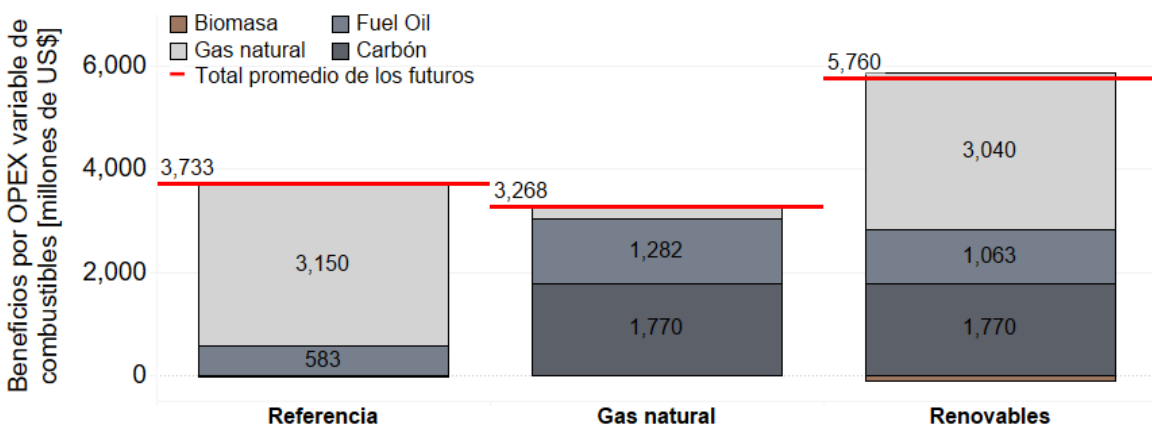
La Figura 13 muestra las partidas de costos variables: el gas natural sería el combustible en el que más se gastaría entre 2023 y 2060, seguido por el carbón y el *fuel oil*. La Figura 14 muestra la composición de los beneficios por costos variables evitados: el escenario de referencia y el escenario de renovables evitarían alrededor de US\$ 3 000 millones en gas natural. El escenario de gas natural hace que se eliminen todos esos beneficios, pues se consume casi la misma cantidad de gas. Evitar el consumo de *fuel oil* también aporta a los beneficios en más de mil millones de dólares en el escenario renovable. Los ahorros en costo variable por sustituir la generación a carbón son de US\$ 1 770 (promedio de los futuros).

Figura 13. Costos variables de combustible por escenario.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 14. Beneficios por compras de combustible evitadas relativo al escenario base.

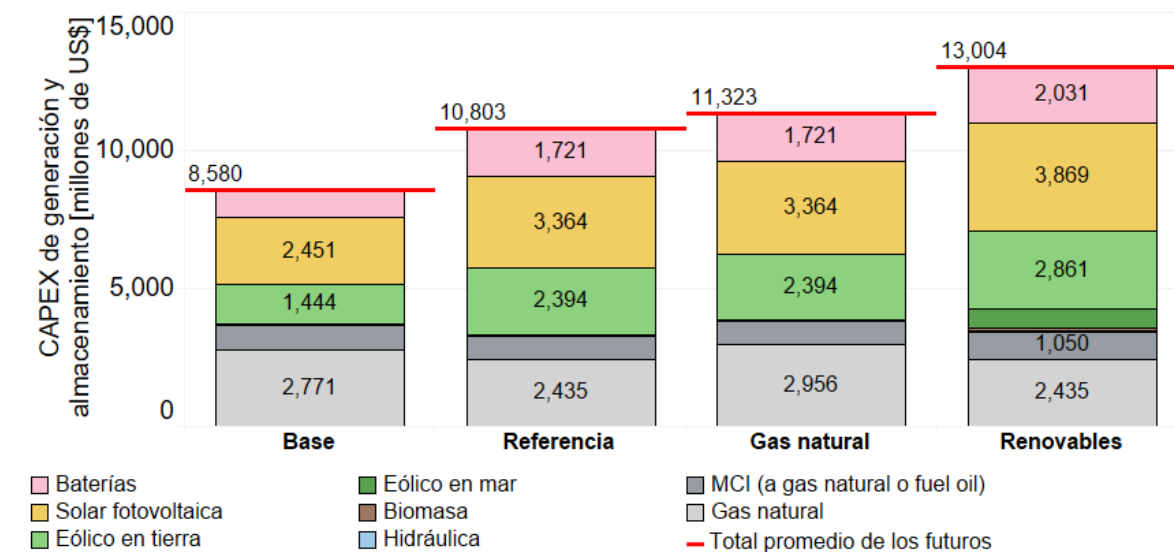


Fuente: Elaboración propia.

Para lograr los ahorros de costo variable se deben realizar inversiones de capital. La Figura 15 muestra la magnitud de inversiones en generación y baterías para cada escenario. La Figura 16 muestra el costo neto o costo adicional relativo al escenario base. El costo neto es menor que el ahorro por costo variable (Figura 14), por lo que los beneficios son positivos en promedio. La magnitud del CAPEX para eólico en mar y motores de combustión es similar para los escenarios renovables (Figura 15, columna 4). El costo neto por CAPEX del escenario renovable únicamente con solar y eólico sería ligeramente menor que los otros 2 escenarios renovables debido a que la energía solar sería más barata que la eólica en mar en la mayoría de los futuros.

No obstante, aspectos de la transmisión y de la disponibilidad de terrenos – no analizados cuantitativamente en este análisis – pueden causar que sea mejor optar por la opción con eólica en mar, aunque esta sea más costosa.

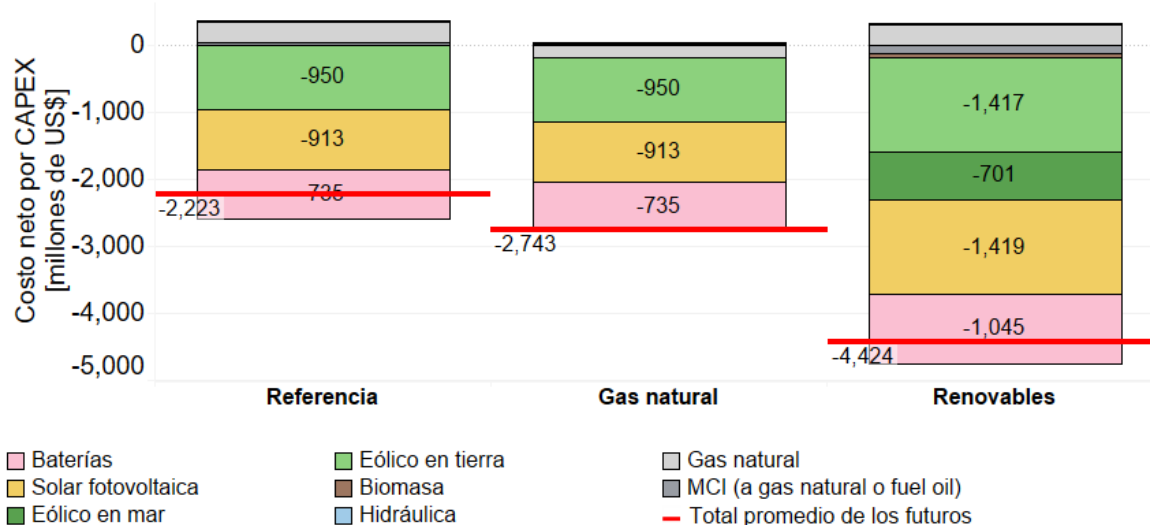
Figura 15. Costos de capital por tecnología y escenario.



Fuente: Elaboración propia.

La magnitud de los costos del sistema se vería reflejada en el costo medio de la generación (en dólares por kWh). Una reducción del costo medio de generación permitiría reducir el gasto público destinado al subsidio de la tarifa eléctrica, el cual fue aproximadamente US\$ 1 600 millones en el año 2022 (Delgado, 2023). La Figura 17 muestra la reducción potencial del costo de la generación, la cual es mayor en los años 2045 y 2050 para el escenario renovable que el de referencia (columnas 4 y 5). El costo de generación depende de: el costo nivelado de la generación solar, eólica en tierra y mar; el costo de la energía hidroeléctrica; el costo de los combustibles fósiles en las plantas térmicas y el costo de la biomasa.

Figura 16. Costo neto de capital por tecnología y escenario.



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 18 muestra los empleos acumulados⁷. El escenario renovable tendría, en promedio, la mayor cantidad de empleos acumulados⁸ a 2030 y 2050, con valores de al menos 45 000 y 121 000, respectivamente (valores mínimos de la gráfica). A 2030, se habrían creado al menos 11 000 empleos más que el escenario base y al menos 4 000 más que el escenario de gas natural y referencia. A 2050, estos números aumentarían a 70 000 empleos más que el escenario base y al menos 31 000 más que el escenario de gas natural.

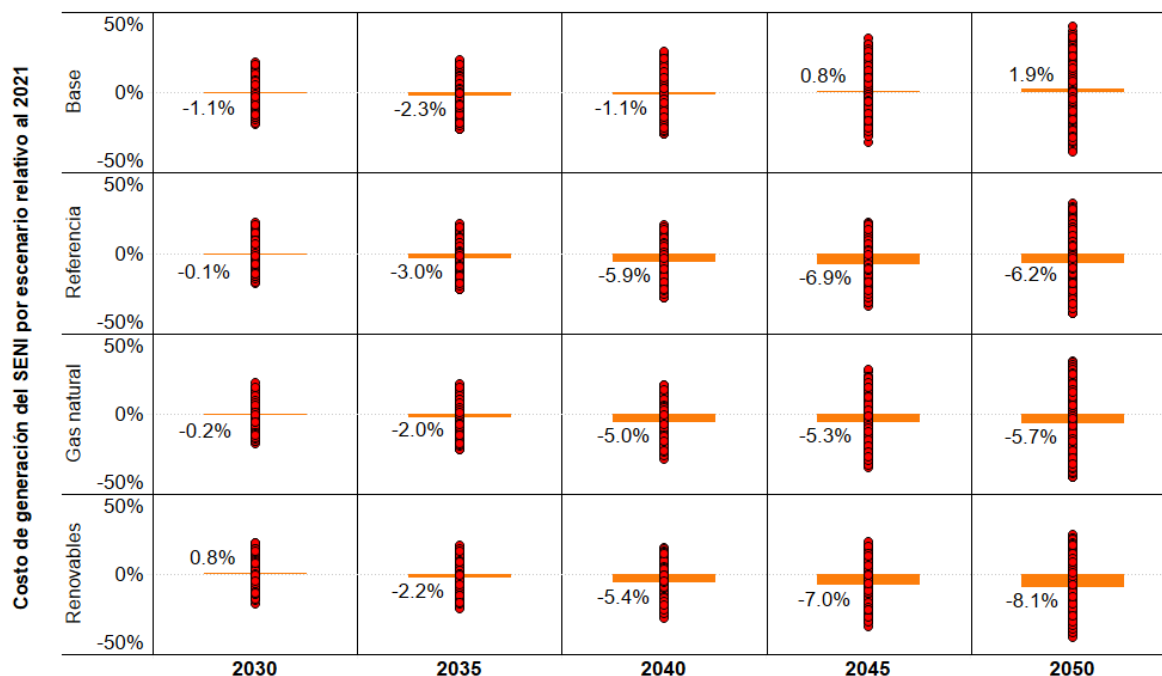
La Figura 19 muestra la relación de los costos del sistema con la demanda y el porcentaje de energías renovables (incluyendo hidroeléctrica). A menor demanda, menor costo del sistema, por la menor expansión requerida. Los costos más altos se concentran en el escenario de gas natural (tercera columna; puntos naranja más oscuros), mientras que el escenario de referencia concentra costos bajos (segunda

⁷ Se refiere a todos los puestos de trabajo requeridos en todos los años para construir y operar los proyectos de generación en el periodo de tiempo indicado.

⁸ Los empleos de operación y mantenimiento de la Figura 18 son empleos permanentes cada año, mientras que los empleos de construcción son puestos de trabajo acumulados en el periodo comprendido entre 2023 y el año indicado (2030 o 2050). Por ejemplo, en 2050, hay 144 000 empleos acumulados de construcción en el escenario renovable (promedio de los futuros). Significa que entre 2023 y 2050 se necesitó esa cantidad de puestos de trabajo para construir la infraestructura de generación. Los 13 000 empleos en operación y mantenimiento corresponden para ese año y escenario con el promedio de puestos permanentes entre 2023 y 2050.

columna; puntos azules más oscuros). El escenario renovable (cuarta columna) tiene costos mayores a mayor demanda (puntos naranjas en la parte superior y puntos azules en la parte inferior). Por lo tanto, limitar el crecimiento de la demanda del 2050 puede favorecer a que el costo total del sistema con altos porcentajes de energía renovable sea relativamente más bajo.

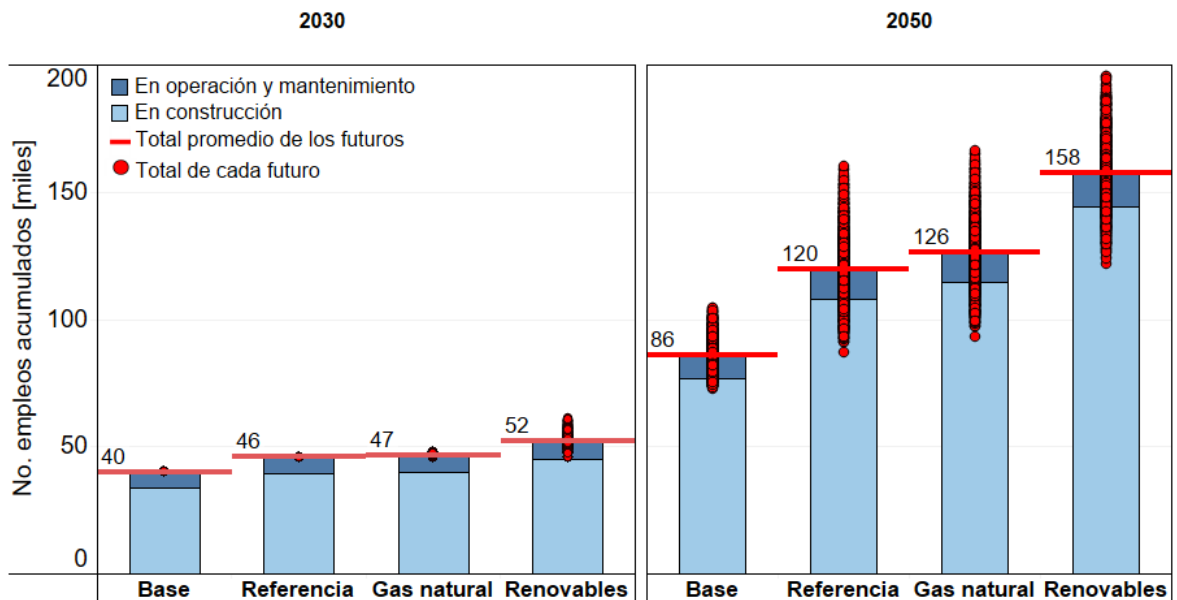
Figura 17. Reducción del costo de la generación por MWh relativa al 2021.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Esta métrica combina el costo medio de la generación térmica excluyendo el CAPEX y el costo nivelado de la electricidad de fuentes renovables.

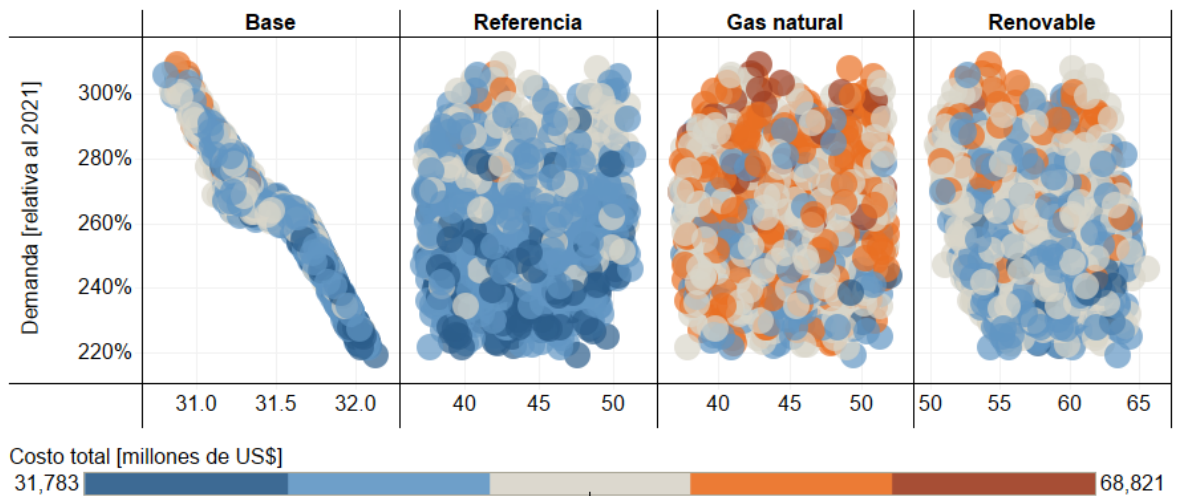
Figura 18. Empleos acumulados por año y escenario.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los empleos acumulados suman todos los empleos requeridos en el periodo comprendido entre el año 2023 y el año indicado.

Figura 19. Costos del sistema versus demanda y porcentaje de energías renovables.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Cada punto representa un futuro.

2.5. Emisiones de GEI

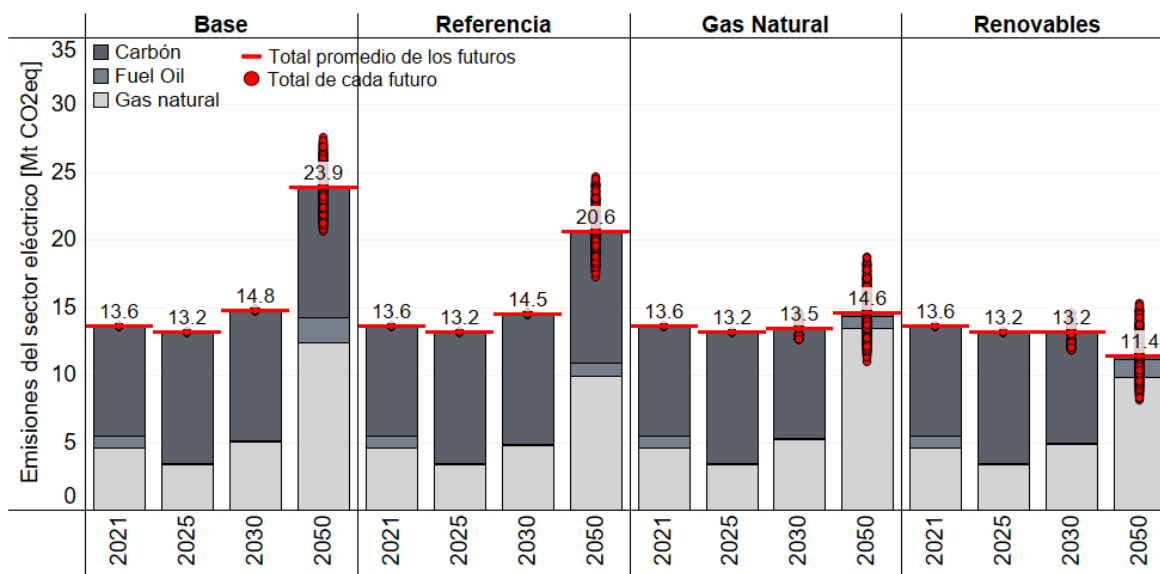
La Figura 20 muestra los resultados de emisiones de GEI para cada escenario. En el escenario base, las emisiones aumentarían a 23.7 millones de toneladas de dióxido

de carbono equivalente (MtCO_{2e}) en el año 2050, mientras que en el escenario de referencia aumentaría a 20.5 MtCO_{2e} para ese mismo año. Con el escenario de gas natural, las emisiones alcanzarían 14.5 MtCO_{2e} en promedio; en algunos futuros se podrían alcanzar emisiones de hasta 17.7 MtCO_{2e} para ese escenario.

El escenario renovable tendrá emisiones menores que el resto de los escenarios, con 11.2 MtCO_{2e} en promedio. Las emisiones máximas alcanzarían 14 MtCO_{2e} . Para que el país se encamine a la carbono-neutralidad, el sector eléctrico podría reducir sus emisiones aún más en el largo plazo si el gas natural se sustituyera o mezclara con hidrógeno verde, opción tecnológica que debería evaluarse en futuros análisis.

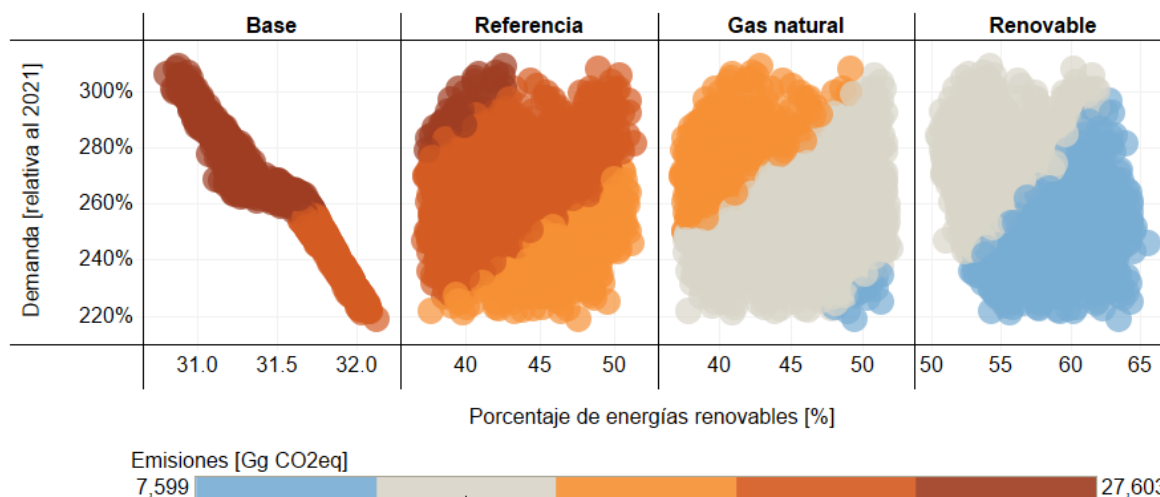
La Figura 21 muestra que las menores emisiones se alcanzan con mayor porcentaje de energía renovable y menor demanda en los escenarios renovables. Un porcentaje de energía renovable de 50 % con alta demanda haría que las emisiones fueran moderadas (color gris de la Figura 21), lo cual se reflejaría a cifras cercanas al valor del 2021 en la Figura 20. Las emisiones más altas ocurrirían en el escenario base, o bien, en el escenario de referencia con porcentajes de generación inferiores a 45 % ante casos de alta demanda.

Figura 20. Emisiones de gases de efecto invernadero de cada escenario.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 21. Emisiones del sistema versus demanda y porcentaje de energías renovables para el año 2050.



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Cada punto representa un futuro.

2.6. Drivers de las métricas económicas

Los beneficios económicos del escenario renovable tienen un componente importante de reducción de costos asociados a la salud: US\$ 1 511 millones de US\$ 2 730 millones, o 56 % de los beneficios promedio mostrados en la Figura 12, columnas 3 a 5. No obstante, estos beneficios no son directos del sistema eléctrico.

La Figura 22 muestra los beneficios económicos contrastados con 4 parámetros de entrada que pueden determinar la magnitud de los beneficios. Además, se muestra el coeficiente de correlación de Pearson⁹ denotado con la letra R; en general, entre mayor sea el valor absoluto de la R, más sensibles son los beneficios del escenario al parámetro. Si la R es positiva, la relación es directa; caso contrario, es inversa. A continuación se describen las relaciones encontradas para cada escenario:

- **Referencia:** sus beneficios se relacionan directamente con el costo del gas natural (primera fila, tercera columna) e indirectamente con el costo de la energía renovable (primera fila, segunda columna). Es decir, entre más crezca el costo del gas natural mejores serán los beneficios para el escenario de referencia, ya que el escenario base (el escenario de comparación para

⁹ Un coeficiente con valor absoluto de 1 implica que hay correlación lineal entre las variables.

determinar los beneficios) utiliza en mayor proporción este combustible para producir electricidad que el escenario de referencia, el cual tiene un aumento de renovables según las metas establecidas en el escenario 3D del PEN. De igual forma, entre más bajen los costos de las renovables, mejores serán los beneficios del escenario de referencia que es donde más se utilizan estas tecnologías.

- **Gas natural:** es más beneficioso cuando la generación a *fuel oil* es más cara (segunda fila, cuarta columna) ya que el escenario base utiliza una proporción similar de gas natural para la generación (Figura 9). El beneficio también crece con los costos reducidos de las energías renovables.
- **Renovables:** el beneficio crece con costos bajos de las energías renovables (solar, eólica y almacenamiento).
- **Todos:** el beneficio crece en todos los escenarios con el aumento del precio del carbón ya que eso causaría un costo elevado del escenario base.

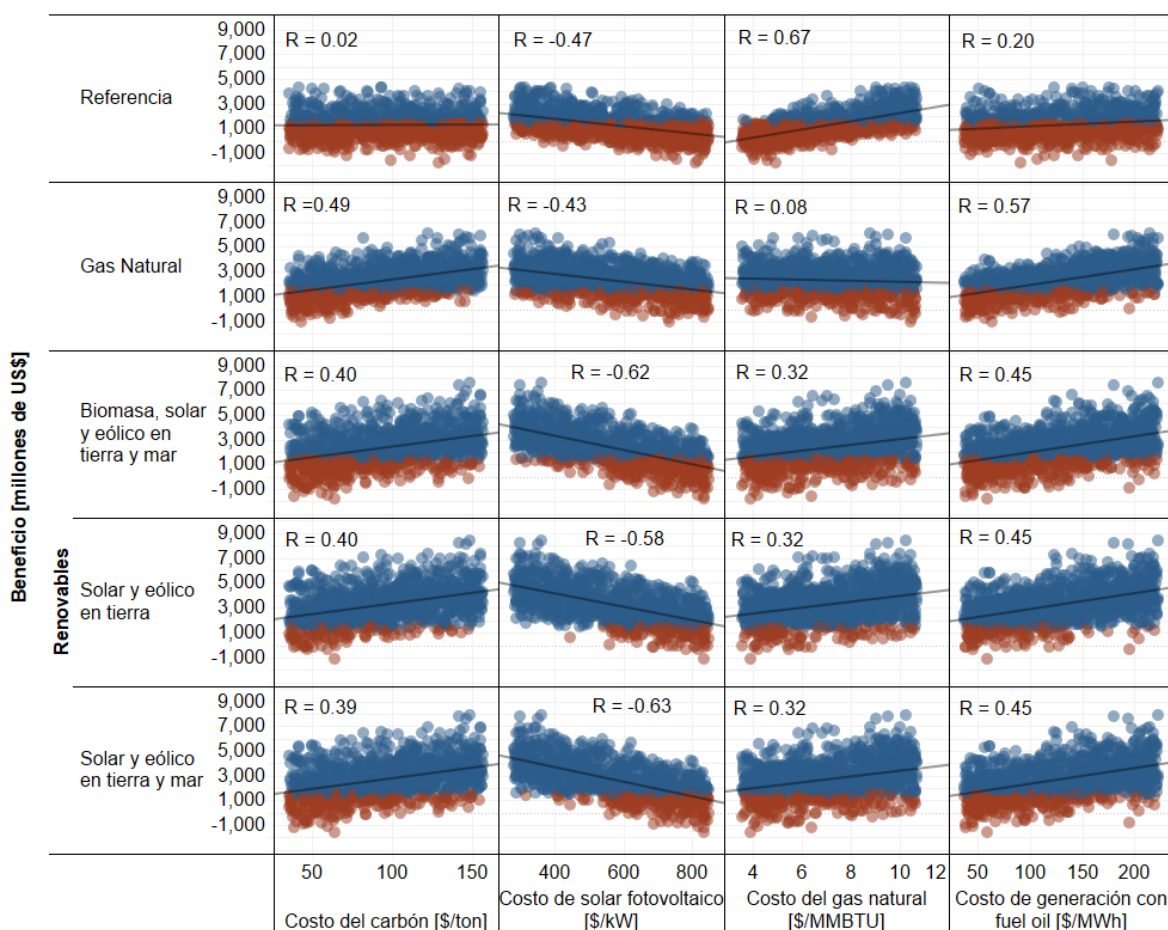
Considerando un límite de beneficio de US\$ 1 511 millones (equivalente al beneficio promedio de las externalidades a la salud evitadas con respecto al escenario base), el análisis estadístico de los resultados indica que 63 % de los futuros del escenario de referencia tienen beneficios inferiores al límite; para los demás escenarios: 27 % para el gas natural; 30 % para el escenario renovable con biomasa, solar y eólico en tierra y mar; 12 % para el escenario con solar y eólico en tierra; 22 % para el escenario con solar y eólico en tierra y mar.

El análisis estadístico también permite conocer la mediana de los parámetros (valores en el año 2050) que se asocian con beneficios bajos (inferiores al límite explicado anteriormente). Por ejemplo, el escenario de referencia podría tener beneficios bajos si el costo de las renovables no baja de 627 US\$/kW, si el costo del gas natural no supera los 6 US\$/MMBTU y si el costo de la generación con *fuel oil* no sube de 123 US\$/MWh. Entender los puntos de inflexión asociados a beneficios bajos de cada escenario permitiría diseñar políticas que procuren la generación de beneficios. Los resultados de las medianas por escenario que causarían bajos beneficios son:

- **Referencia:** el costo de solar fotovoltaico no baje de 627 US\$/kW; el costo de gas natural no supere los 6 US\$/MMBTU; el costo de la generación a *fuel oil* no suba de los 123 US\$/MWh.
- **Gas natural:** el costo de carbón no supere los 66 US\$/ton; el costo de solar fotovoltaico no baje de 688 US\$/kW; el costo de la generación a *fuel oil* no supere los 93 US\$/MWh.

- **Renovable con biomasa, solar y eólico en tierra y mar:** el costo de carbón no supere los 70.6 US\$/ton; el costo de solar fotovoltaico no baje de 709 US\$/kW; el costo de gas natural no supere los 6.3 US\$/MMBTU; el costo de la generación a *fuel oil* no suba de 102 US\$/MWh.
- **Renovable con solar y eólico en tierra:** el costo de carbón no supere los 62 US\$/ton; el costo de solar fotovoltaico no baje de 736 US\$/kW; el costo de gas natural no supere los 5.6 US\$/MMBTU; el costo de la generación eléctrica a *fuel oil* no suba de 86 US\$/MWh.
- **Renovable con solar y eólico en tierra y mar:** el costo de carbón no supere los 69 US\$/ton; el costo de solar fotovoltaico no baje de 732 US\$/kW; el costo de gas natural no supere los 6 US\$/MMBTU; el costo de la generación a *fuel oil* no suba de 97 US\$/MWh.

Figura 22. Beneficios económicos versus costos unitarios de combustibles o tecnologías.

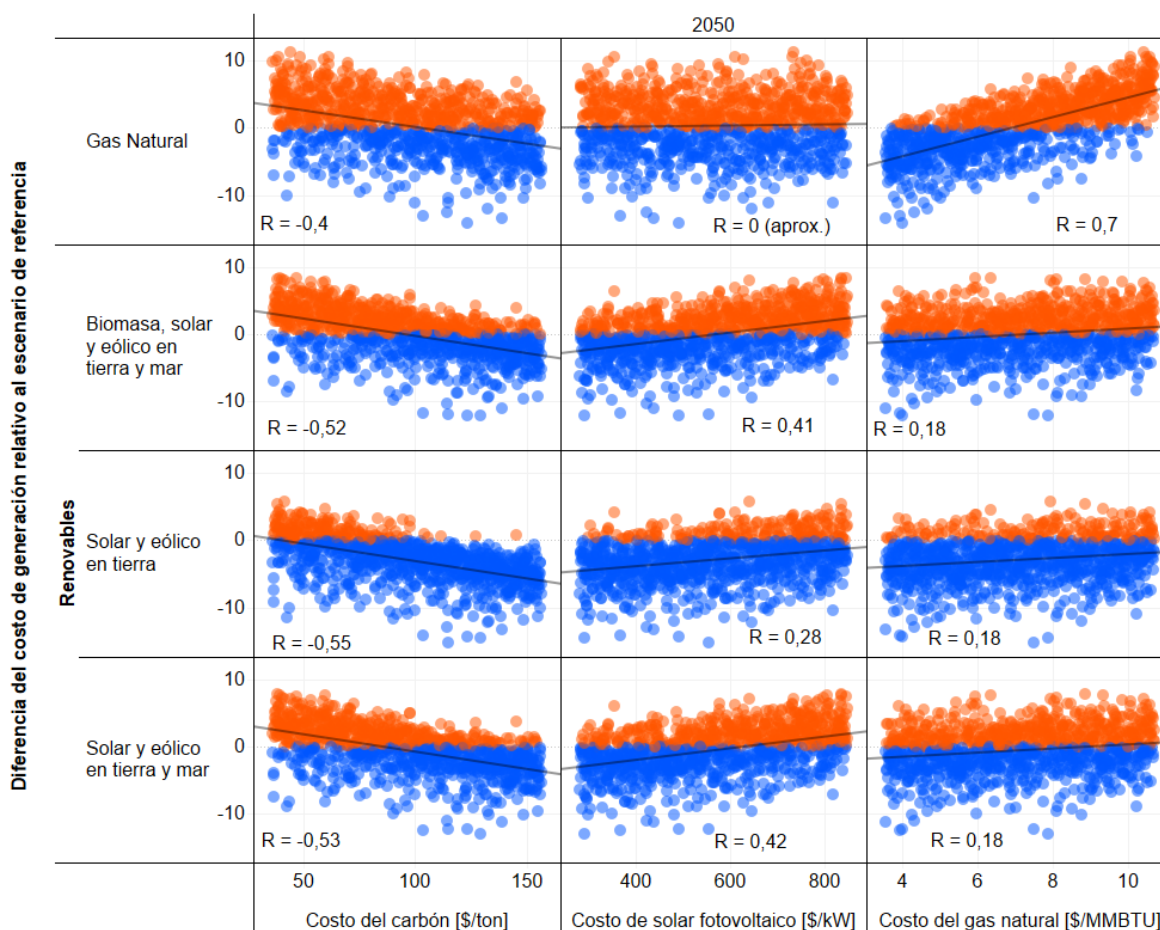


Fuente: Elaboración propia.

Notas: 1) los puntos representan cada futuro; 2) los parámetros mostrados son para el año 2050; 3) los puntos en azul muestran beneficios mayores a US\$ 1 511 millones y en rojo los que tienen un valor inferior. 4) El costo de solar fotovoltaico se utiliza como referencia de otras tecnologías renovables y su variación debe interpretarse proporcional para la tecnología eólica y almacenamiento por baterías.

Mientras la Figura 17 muestra un rango amplio de resultados de reducción de costos de la generación con respecto al 2021, la Figura 23 ilustra la reducción de costos con respecto al escenario de referencia (eje de las ordenadas) en relación con tres parámetros de interés (eje de las abscisas): el costo del carbón, el costo de solar fotovoltaico (como variable sustituta del costo nivelado de los proyectos renovables) y el costo del gas natural. El escenario de renovables tendrá un menor costo de generación cuando el carbón es caro y las renovables se abaratan mucho (valores absolutos de R mayores a 0.4 en las columnas 1 y 2).

Figura 23. Beneficios económicos versus costos unitarios de combustibles o tecnologías.



Fuente: Elaboración propia.

Notas: 1) los puntos representan cada futuro; 2) los parámetros mostrados son para el año 2050; 3) los puntos en azul muestran costos de generación mayores al escenario de referencia; en rojo son costos de generación menores al escenario de referencia.

El escenario de renovables con solar y eólico en tierra se reduce más que los otros 2 sub-escenarios (Figura 17) porque el costo del eólico en mar es alto relativo al solar

y eólico en tierra; entonces, el R es menor para dicho escenario (Figura 23, tercera fila, segunda columna). A menor costo del gas natural, más se reduce el costo de los escenarios renovables respecto al escenario de referencia. Lo anterior se relaciona con el consumo de los motores de combustión que respaldan el sistema con alta penetración de ERNC. La reducción del costo de generación del escenario de gas natural relativo al escenario de referencia y el costo del gas natural son las variables con un R más alto (Figura 23, primera fila, tercera columna), por la alta dependencia de este recurso en dicho escenario (Figura 9).

3. Propuesta de hoja de ruta para descarbonizar el sector eléctrico

3.1. Identificación de hitos deseables

La evaluación económica de los diferentes escenarios bajo incertidumbre brinda insumos valiosos para proponer un conjunto de hitos – por ejemplo, la penetración de ERNC o la producción con ERNC – que traen beneficios desde diversas perspectivas. Por ejemplo, se podría identificar el conjunto de hitos que brindan los máximos beneficios netos o bien la mayor cantidad de empleos creados. Sin embargo, una propuesta de hitos deseables para la República Dominicana debe satisfacer diversos objetivos de política al mismo tiempo que se encamina el país hacia la descarbonización del sector eléctrico. La descarbonización, además de reducir las emisiones de GEI, podría reducir el costo de la generación por unidad de energía y demandar una mayor cantidad de empleos en el país. Bajo condiciones ideales, la descarbonización beneficiaría al país de la siguiente manera:

- Reducir las emisiones del sector eléctrico le permitiría al país cumplir su aspiración de ser carbono neutral y entre más temprano lo logre, se le podría facilitar cumplir con sus metas establecidas en la NDC, las cuales son a 2030.
- Reducir el costo de la generación por unidad de energía, siempre y cuando el costo de las energías renovables y del almacenamiento disminuyan más en el futuro, permitiría disminuir el costo de la energía que compran las EDE, potencialmente reduciendo el subsidio del Estado a sus finanzas.
- Generar más empleos le contribuiría con el proceso de reactivación de la economía y apoyaría con la transición justa.

Los hitos de la hoja de ruta se extraen buscando las combinaciones de parámetros que causan métricas de desempeño más deseables¹⁰: costo (medio) de generación, emisiones y empleos. Se analizó el experimento de 6 006 simulaciones para encontrar el 10 % de simulaciones con mejores métricas. Se seleccionaron y guardaron los futuros asociados: tres grupos de futuros, uno por métrica. La combinación final de hitos resulta de inspeccionar las variables en la intersección de los tres grupos de futuros, los cuales quedan plasmados en el Cuadro 7.

¹⁰ Las métricas fueron seleccionadas contemplando la dimensión económica (costos menores), la dimensión ambiental (emisiones menores) y la dimensión social (empleos mayores).

El Cuadro 7 muestra los hitos para 4 periodos a saber: 2025 (muy corto plazo), 2030 (corto plazo), 2040 (mediano plazo) y 2050 (largo plazo). Se muestran 2 valores: mínimo y máximo. Los mismos se obtienen del conjunto de simulaciones que satisfacen las tres métricas anteriormente indicadas. Valores fuera de los rangos pueden ser insuficientes o excesivos, resultando en desempeños deficientes de las tres métricas indicadas. Las siguientes observaciones se pueden extraer:

- La capacidad instalada de generación solar y eólica (en tierra y mar) debe crecer de forma significativa en el largo plazo (filas 1-3). La capacidad instalada de solar debe aumentar más que la eólica por la disponibilidad de recurso del país y los costos bajos de la tecnología. La tecnología eólica en mar podría ser una alternativa efectiva para el mediano y largo plazo.
- El país debe aumentar la penetración de ERNC (fila 4). La misma debe de incrementar de forma paulatina hasta alcanzar penetraciones de alrededor de 60 % hacia mitad de siglo. De la mano con esta capacidad instalada, la producción con ERNC (fila 5) debería subir hasta alcanzar una participación de alrededor del 55 % a mitad de siglo.
- Aumentar la penetración de energías renovables no convencionales requiere inicialmente inversiones bajas (fila 6), pero que aumentaran conforme aumenten las necesidades del país.
- La capacidad de las baterías debe ir creciendo en el largo plazo cuando el costo de la tecnología alcance valores competitivos (filas 7 y 8).
- La sustitución o reconversión de plantas a carbón no es viable en el muy corto plazo. A 2030, se podría haber sustituido o reconvertido algunas unidades, pero dicho hito no podría ser superior a los 312 MW. A 2040, el retiro sugerido para tener buen desempeño de las tres métricas anteriormente indicadas podría ser de al menos 312 MW de capacidad y podría aumentar a la totalidad de las plantas si este energético se volviera muy costoso. A 2050, el sector eléctrico debería de retirar toda la generación a carbón.

Los hitos anteriores tienen la particularidad que se asocian a beneficios concurrentes de las tres métricas de interés. Es decir, valores entre los umbrales identificados traerían beneficios económicos, ambientales y sociales para la República Dominicana. Los valores mínimos de los umbrales se relacionan con crecimientos de demanda bajos, mientras que los valores superiores se vinculan con alzas en la demanda.

Cuadro 7. Hitos de la hoja de ruta para descarbonizar el sector eléctrico.

Número Fila	Hito	2025	2030	2040	2050	
1	Capacidad instalada renovable [GW]	Solar fotovoltaica	1.8	2.5-3.5	5.4-7.6	8.1-11.5
2		Eólica terrestre	0.7	1.1-1.4	2.4-4.0	3.7-6.5
3		Eólica marítima	0	0	0-1.3	0-1.3
4	Porcentaje de penetración ERNC (% de la capacidad total)		33	34-43	49-69	63-74
5	Porcentaje de generación con ERNC (% de la generación total)		25	28-33	44-57	55-61
6	Promedio anual de inversión en generación renovable [millones de US\$]		560	214-467	412-910	354-808
7	Capacidad de batería [% de capacidad de ERNC]		6.4	10-14	25-34	29-44
8	Promedio anual de inversión en almacenamiento [millones de US\$]		62	51-156	181-448	81-263
9	Sustitución de generación a carbón [MW]		0	52-312	312-1094	1094

Fuente: Elaboración propia.

3.2. Barreras y condiciones habilitantes

El cumplimiento de los hitos descritos anteriormente que encaminaría al país a la descarbonización del sector eléctrico trae consigo barreras legales, contractuales, financieras, económicas, técnicas, ambientales y sociales. En el Cuadro 8 se enlista un resumen de las barreras identificadas por medio de un instrumento participativo con las partes interesadas en el estudio. El Anexo 6.3 presenta más detalles de las barreras, su causa y el impacto causado.

La identificación de estas barreras se realizó con la información obtenida en los talleres y reuniones con los actores del sector eléctrico. Las barreras engloban aspectos varios que permiten producir la hoja de ruta.

Una primera barrera de la descarbonización en el país se asocia a las inversiones hechas por el sector en los últimos años. Producto de los costos bajos del carbón históricamente, el parque hoy en día posee una alta dependencia de dicho combustible. Su retiro en el muy corto plazo podría no ser rentable para los inversionistas y en consecuencia requieren mecanismos de apoyo a la transición energética.

Una segunda barrera se asocia a la baja o nula regulación sobre el almacenamiento de energía que facilite la conexión de recursos energéticos variables. Conforme aumente la penetración de estas tecnologías, el país deberá crear mecanismos para acelerar el despliegue del almacenamiento de energía.

La cuarta barrera resumida se asocia a la expansión de la red de transmisión. En reiteradas ocasiones se discutió la relevancia de alinear la expansión del parque de generación con la expansión de la red que habilitaría la conexión de los futuros proyectos y garantizaría un flujo de potencia hacia los centros de carga.

Otra de las grandes barreras para la descarbonización del sector eléctrico se asocia al bajo margen de reserva del SENI, como indicador de suficiencia del sistema, el cual hace inviable una sustitución o reconversión de las unidades a carbón en el muy corto plazo. El despliegue de unidades que aumenten este margen de reserva mientras se incrementa la penetración de ERNC facilitaría la transición hacia un sistema resiliente.

3.3. Acciones de la hoja de ruta en el tiempo

Asegurar la descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana bajo condiciones deseables implica superar las barreras identificadas. Con este propósito, la hoja de ruta plantea metas, actividades, responsables e indicadores de seguimiento para responder las preguntas claves: ¿qué se va a lograr?, ¿cómo se va a lograr?, ¿cuándo se debería lograr?, ¿quién debe velar por su cumplimiento? y ¿cuáles serían los indicadores de progreso? La hoja de ruta se estructura alrededor de 4 acciones:

- **Penetración de energías renovables:** se debe incrementar la capacidad de generación para sustituir la energía que se genera con carbón y atender las nuevas necesidades de demanda, que son cada vez mayores. Lo anterior requiere sobrepasar barreras regulatorias, financieras y económicas.
- **Impulsar el almacenamiento con baterías:** para respaldar la intermitencia de la generación renovable, se deben impulsar las inversiones en almacenamiento de energía. El desafío vinculado al almacenamiento es establecer las condiciones que habilitan de forma competitiva su inclusión en

los proyectos renovables. Además, se debe establecer niveles de penetración que sean adecuados técnica y financieramente para el sistema.

- **Fortalecer la red de transmisión:** en paralelo a incrementar las energías renovables, se debe de incrementar la capacidad de transmisión. Lo anterior presenta el desafío de crear las condiciones habilitantes para interconectar los nuevos proyectos y asegurar una flexible transferencia de carga entre las distintas tecnologías de generación, manteniendo la confiabilidad del sistema.
- **Sustitución planificada, desmonte o reconversión de la generación a carbón:** una vez establecida la generación renovable suficiente para cubrir la demanda y la generación con gas natural que permitiría lidiar con la intermitencia de las renovables, se puede reducir la generación con carbón hasta llegar a la sustitución de dichas plantas. También, se puede habilitar la reconversión de unidades a plantas de biomasa u otras tecnologías menos carbono intensivas.

La hoja de ruta se establece a 4 fechas claves: 2025 (muy corto plazo), 2030 (corto plazo), 2040 (mediano plazo) y 2050 (largo plazo). El detalle de las metas y actividades para el muy corto y corto plazo presentan un mayor detalle que las de mediano y largo plazo ya que representan además condiciones habilitantes para el despliegue masivo de energías renovables en el país.

Esta hoja de ruta fue sometida a un proceso co-constructivo mediante reuniones bilaterales y durante el tercer taller participativo celebrado el 16 de marzo del 2023 (Anexo 6.2). El Cuadro 9, Cuadro 10, Cuadro 11 y Cuadro 12 muestran los elementos de la hoja de ruta para los plazos indicados anteriormente.

Cuadro 8. Barreras de la descarbonización del sector eléctrico

	Barrera	Tipo de barrera	Causa de la barrera	Impacto de la barrera
1	El sector privado ha hecho importantes inversiones en los últimos 10-20 años en la construcción de plantas que utilizan combustible fósil. Esto sucedió por los bajos costos que tenían estos energéticos en el pasado. Su retiro o reconversión podría no ser rentable en el muy corto plazo.	Económica	Los precios de los combustibles fósiles han sido tradicionalmente bajos y eso causó que el sector privado invirtiera en plantas con costos totales bajos en ese momento.	La matriz eléctrica es altamente dependiente de los combustibles fósiles y se genera una alta vulnerabilidad a los costos internacionales de estos combustibles. Además, la sustitución de las plantas generaría pérdida de empleos en las zonas correspondientes.
2	El país posee una regulación sobre el almacenamiento de energía limitado donde los proyectos de energías renovables no convencionales u otros servicios auxiliares no están contemplados.	Regulatoria	El país ha tenido una penetración de energías intermitentes baja y al contar con capacidad firme no se visualizaba la necesidad de regular dicha tecnología. Además, es una tecnología nueva con altos costos que al presente no ayuda en la rentabilidad de los proyectos de energías renovables.	La futura penetración creciente de energías renovables causará la necesidad de instalar almacenamiento para apoyar la operación del sistema de forma segura y confiable.
3	La planificación, expansión y fortalecimiento de la red de transmisión tiene un ritmo muy diferente al de la generación. Lo anterior es causa de que los proyectos de energías renovables	Económica / Regulatoria	Los proyectos renovables se adjudican sin una coordinación interinstitucional adecuada y la planificación de la ETED no les contempla. Las plantas de energías renovables no pagan	La posible conexión de energías renovables se debe limitar a restricciones de trasiego de la red. Además, la ETED no cuenta con ingresos adecuados para financiar la expansión de la red

	no poseen la infraestructura para llevar esa energía a los centros de carga. Tampoco existen incentivos para que la empresa de transmisión eléctrica dominicana (ETED) expanda la red que conecta los proyectos renovables. Estos no pagan peaje y no hay mecanismos para recuperar esas inversiones.		peaje de transmisión por capacidad, lo que dificulta financiar la expansión de la red si sólo se expande en base a dichas energías	producto del peaje no pagado de los nuevos proyectos renovables.
4	El sistema eléctrico posee una capacidad instalada con poco margen de reserva. Retirar o reconvertir unidades a carbón sería viable sólo si se tienen otras plantas que brinden continuidad al sistema eléctrico.	Técnica / Política / Económica	La demanda eléctrica en el país ha crecido de forma acelerada en la última década y la expansión de la generación no ha podido seguir su ritmo lo que da lugar a márgenes mínimos para la operación de la red.	Retirar o reconvertir unidades de carbón no sería posible si no se tienen opciones para satisfacer la demanda eléctrica creciente del país.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 9. Metas, actividades, responsables e indicadores al 2025

Meta	Actividades	Responsables	Indicador
Para el 2025 la capacidad instalada de energías renovables no convencionales representará un 34 % del total y producirá un 25 % del total de la electricidad del país.	1.1) Realizar una evaluación interinstitucional para definir las áreas geográficas más adecuadas para aprovechar la energía solar y eólica, considerando criterios de seguridad alimentaria y conservación de áreas protegidas.	<ul style="list-style-type: none"> • CNE • SIE • OC • CCE ETED • MIMARENA 	1.1) Polos de generación definidos en un documento que contenga la evaluación de las áreas para conexión de instalación eólica y solar.
	1.2) Crear un mecanismo legal transparente y con mejores prácticas sobre licitaciones y subastas de energías renovables. Incluir este aspecto en la Reforma de la Ley 340-06 de Contratación Pública.		1.2) Un mecanismo legal y transparente para licitaciones y subastas de energías renovables.
	1.3) Realizar procedimientos competitivos de contratación para aumentar la capacidad instalada solar y eólica en tierra con almacenamiento.		1.3) Capacidad instalada en Giga Watts de energías renovables no convencionales por tipo (fotovoltaica, eólica en tierra, eólica en mar) con almacenamiento, según la meta establecida.
	1.4) Evaluar la operación del SENI considerando la penetración de energías renovables no convencionales y la capacidad de las plantas de gas natural para brindar respaldo y seguridad energética en el largo plazo.		1.4) Al menos un estudio técnico que evalúe para diferentes plazos la operación del SENI con altos niveles de penetración de energías renovables no convencionales respaldados por gas natural
	1.5) Evaluar actualizaciones del plan de expansión de la generación a largo plazo que sean consensuados y acordadas entre los actores del sector eléctrico.		1.5) Un plan de expansión actualizado con consenso y acordado entre los actores del sector eléctrico.
	1.6) Entrenar y capacitar al personal técnico sobre nuevas tecnologías de generación con energías renovables con convencionales y almacenamiento que puedan incluirse en futuros planes energéticos.		1.6) Al menos un 10 % del personal técnico de las empresas públicas y privadas ha recibido capacitación sobre tecnologías de generación con energías renovables, convencionales y almacenamiento.

<p>Para el 2025 el respaldo con baterías de la energía renovable no convencional será del 6.4 % de la capacidad equivalente de energías renovables no convencionales.</p>	<p>2.1) Revisar estudios existentes o realizar estudios nuevos que permitan definir el nivel de almacenamiento que debe acompañar los nuevos proyectos renovables licitados, considerando baterías y potencialmente otras tecnologías de almacenamiento (p.e. plantas de sales fundidas, hidrógeno, amoniaco, entre otros).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • ETED • OC • SIE 	<p>2.1) Al menos un estudio que analice el nivel de almacenamiento para proyectos renovables, considerando tecnologías de almacenamiento emergentes.</p>
	<p>2.2) Revisar la implementación de la regulación del respaldo para energías renovables no convencionales (resolución CNE-AD-0004-2023) y sugerir ajustes necesarios.</p>		<p>2.2) Un estudio que evalúe la efectividad de la resolución CNE-AD-0004-2023 y brinde recomendaciones de mejora, si existieran.</p>
	<p>2.3) Evaluar la asignación y remuneración de servicios auxiliares en el SENI.</p>		<p>2.3) Al menos un estudio que permita definir tarifas para la remuneración de los servicios auxiliares en el SENI.</p>
	<p>2.4) Crear una regulación para el mercado de servicios auxiliares en un sistema altamente renovable.</p>		<p>2.4) Reglamentos de servicios auxiliares para energías renovables.</p>
	<p>2.5) Crear normativa para la reutilización de baterías, vida útil y tratamiento posterior.</p>		<p>2.5) Normativa para la reutilización de baterías, vida útil y tratamiento posterior.</p>
<p>Para el 2025 se habrá evaluado las necesidades en la red de transmisión para habilitar la conexión de las energías renovables no convencionales futuras y se habrá revisado el marco regulatorio para garantizar el equilibrio económico de funcionamiento de la ETED.</p>	<p>3.1) Elaborar un estudio que permita reestructurar la remuneración que deberían pagar las plantas renovables al operador de la red de transmisión (ETED).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ETED • OC • MEMRD • SIE • MEPYD 	<p>3.1) Al menos un estudio que brinde insumos para actualizar la regulación de la red de transmisión.</p>
	<p>3.2) Realizar el plan de expansión de la transmisión de forma bienal, según el plan de ordenamiento territorial a largo plazo y tomando en cuenta las pérdidas en las líneas de transmisión.</p>		<p>3.2) Una política que establezca la frecuencia de actualización del plan de expansión de transmisión a 2 años.</p>

<p>Para el 2025 se habrá logrado un consenso entre las partes para restringir la incorporación futura de nuevas plantas a carbón y para implementar la hoja de ruta para la sustitución de las plantas existentes a carbón y se habrá publicado un plan de sustitución de las plantas a carbón más antiguas.</p>	4.1) Desarrollar un acuerdo de ley que no autorice la incorporación futura de nuevas plantas a carbón.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • Sector privado • SIE • INFOTEP • MIMARENA 	4.1) Al menos una política que deshabilita la incorporación futura de nuevas plantas a carbón.
	4.2) Avanzar en una evaluación financiera detallada por planta para determinar el proyecto de sustitución o reconversión de mayor beneficio para la actividad económica del privado, incluyendo opciones como biomasa, residuos urbanos, hidrógeno, amoníaco, sales fundidas, condensador sincrónico, etc.		4.2) Al menos un estudio técnico-económico detallado por planta hecha por el sector privado para definir la mejor alternativa para el negocio del privado.
	4.3) Avanzar en establecer mecanismos que faciliten la sustitución de las plantas a carbón que puedan ser acordados de forma bilateral entre el Gobierno y el sector privado.		4.3) Un acuerdo entre las partes sobre el mecanismo de conveniencia por empresa.
	4.4) Iniciar el desarrollo de los reglamentos técnicos para evaluación y compensación de pasivos ambientales derivados de la operación y clausura de las plantas a carbón.		4.4) Borradores de reglamentos técnicos para evaluación y compensación de pasivos ambientales derivados de la operación y clausura de las plantas a carbón.
	4.5) Mapear las características específicas ligadas a los nuevos empleos verdes requeridos en las nuevas plantas de energías renovables no convencionales para desarrollar el contenido de programas de formación de profesionales.		4.5) Al menos un documento con las características de los profesionales requeridos en las nuevas plantas renovables y el contenido de programas de formación.
	4.6) Generar insumos para sensibilizar sobre las oportunidades de reconversión de los activos de las centrales a carbón.		4.6) Insumos para comunicar la intención de sustituir la generación a base de carbón y una nueva utilización de los activos de las centrales a carbón para aprovecharse en el SENI como apoyo a un sistema más renovable.
	4.7) Comunicar oportunamente la intención de sustituir la generación a carbón y sus oportunidades de beneficio económico.		4.7) Comunicado de la intención de realizar una sustitución planificada de la generación a carbón.

	4.8) Evaluar el impacto fiscal de la disminución de la generación a carbón sobre la tarifa técnica y sus posibles repercusiones sobre el subsidio a la tarifa final.		4.8) Al menos un estudio del impacto fiscal de la disminución de la generación a carbón sobre el subsidio.
--	--	--	--

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 10. Metas, actividades, responsables e indicadores al 2030.

Meta	Actividades	Responsables	Indicador
Para el 2030 la capacidad instalada de energías renovables no convencionales representará un 38 % del total y producirá un 32 % del total de la electricidad del país.	1.1) Consolidar procesos competitivos como mecanismo para la instalación de nuevas energías renovables.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • CNE • SIE 	1.1) Capacidad instalada en Giga Watts de energías renovables no convencionales por tipo (fotovoltaica, eólica en tierra, eólica en mar).
	1.2) Garantizar la instalación de plantas con tecnologías flexibles y de bajas emisiones como respaldo a las energías renovables no convencionales.		1.2) Capacidad instalada en Giga Watts de plantas a gas natural para respaldo de las energías renovables no convencionales.
Para el 2030 el respaldo con baterías de la energía renovable no convencional será del 12 % de la capacidad equivalente de energías renovables no convencionales.	2.1) Consolidar la regulación del respaldo con almacenamiento para energías renovables no convencionales variables.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • ETED • OC • SIE 	2.1) Capacidad instalada en Giga Watts de respaldo con baterías para energías renovables no convencionales.
	2.2) Consolidar la implementación en el mercado eléctrico de la regulación de asignación y remuneración de los servicios auxiliares identificados como viables en el SENI en estudios anteriores.		2.2) Un mecanismo consolidado de regulación de servicios auxiliares en el SENI.
Para el 2030 se habrá reformado la regulación de la red de transmisión para habilitar la conexión de las energías renovables no convencionales futuras	3.1) Implementar las recomendaciones brindadas por el estudio a la regulación del pago por capacidad (peaje) para plantas renovables no convencionales.	<ul style="list-style-type: none"> • ETED • OC • MEMRD • SIE 	3.1) Una regulación implementada sobre el pago de capacidad (peaje) para plantas de energías renovables no convencionales.
	3.2) Revisar y ajustar el plan de expansión de la transmisión de forma anual.		3.2) Plan de expansión de la transmisión anual.

	3.3) Realizar las inversiones necesarias y mínimas según el plan de expansión de la transmisión a corto plazo para habilitar la conexión de energías renovables no convencionales.		3.3) Magnitud de las inversiones en millones de dólares en red de transmisión.
Para el 2030 se habrán retirado o reconvertido hasta 312 MW de generación con plantas a carbón, si existen las condiciones técnicas y económicas favorables.	4.1) Implementar los mecanismos que faciliten el cierre o reconversión de las plantas a carbón necesarias para cumplir con la meta.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • Sector privado 	4.1) Cantidad de MW retirados o reconvertidos.
	4.2) Finalizar e implementar los reglamentos técnicos para la evaluación y compensación de pasivos ambientales derivados de la operación y clausura de las plantas de generación térmica.		4.2) Por lo menos, un documento que indique la compensación asignada a la capacidad de carbón retirada o sustituida.
	4.3) Realizar estudios de capacidad de empleabilidad en las zonas en las que están instaladas las plantas de carbón.		4.3) Al menos un estudio de la empleabilidad en las zonas donde se retirarán las plantas a carbón.
	4.4) Desarrollar programas de fortalecimiento de capacidades para las personas desplazadas o aquellas a ser reentrenadas para trabajar en nuevas plantas.		4.4) Programas de fortalecimiento de capacidades de las personas desplazadas o aquellas a ser reentrenadas para trabajar en nuevas plantas.
	4.5) Realizar programas específicos ligados a certificar a los profesionales demandados (empleos verdes para jóvenes).		4.5) Programas educativos para fomentar empleos verdes.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 11. Metas, actividades, responsables e indicadores al 2040.

Meta	Actividades	Responsables	Indicador
Para el 2040 la capacidad instalada de energías renovables no convencionales representará un 49 % del total y producirá un 50 % del total de la electricidad del país.	1.1) Instalar proyectos de generación eólica en mar, además de los solares y eólicos en tierra, acoplados con baterías u otras tecnologías de almacenamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • CNE • SIE • EGEHID 	1.1) Capacidad instalada en Giga Watts de energías renovables no convencionales por tipo (fotovoltaica, eólica en tierra, eólica en mar).
Para el 2040 el respaldo con almacenamiento de la energía renovable no convencional será del 29 % de su capacidad.	2.1) Adaptar, según necesidad, la capacidad de almacenamiento de energía con baterías y otras posibles tecnologías de almacenamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • ETED • SIE • EGEHID 	2.1) Capacidad instalada en Giga Watts de respaldo con baterías, u otras tecnologías, para energías renovables no convencionales.
Para el 2040 se tendrá un plan de expansión de la transmisión 100 % acoplado con el crecimiento de las energías renovables no convencionales.	3.1) Mantener un plan de expansión de la transmisión anual incorporando nuevas necesidades del sistema y la regulación.	<ul style="list-style-type: none"> • ETED • MEMRD 	3.1) Plan de expansión de la transmisión anual respondiendo a nuevas necesidades del sistema eléctrico.
Para el 2040 se habrán retirado o reconvertido un total acumulado de al menos 312 MW de generación con plantas a carbón.	4.1) Implementar los mecanismos que faciliten el cierre o reconversión de las plantas a carbón necesarias para cumplir con la meta.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD 	4.1) Reducción en capacidad instalada (MW) en las plantas a carbón.
	4.2) Aplicar medidas recomendadas por el estudio de impacto fiscal (actividad 4.8 del Cuadro 9) del subsidio a la tarifa técnica y su progresiva reducción.		4.2) Reducción del aporte dado en forma de subsidio de manera proporcional a la reducción del costo de generación.
	4.3) Iniciar la transición de los trabajadores capacitados hacia las plantas de sustitución.		4.3) Cantidad de trabajadores de plantas a carbón retiradas integrados a las plazas generadas por nuevas plantas de energías renovables no convencionales, o programas de empleos verdes.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 12. Metas, actividades, responsables e indicadores al 2050.

Meta	Actividades	Responsables	Indicador
Para el 2050 la capacidad instalada de energías renovables no convencionales representará un 69 % del total y producirá un 58 % del total de la electricidad del país.	1.1) Aumentar la capacidad instalada de plantas a base de energía solar, eólica en tierra y eólica en mar, todos acoplados con baterías o cualquier otra tecnología de almacenamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • SIE 	1.1) Capacidad instalada en Giga Watts de energías renovables no convencionales por tipo (fotovoltaica, eólica en tierra, eólica en mar).
Para el 2050 el respaldo con baterías de la energía renovable no convencional será del 36 % de su capacidad.	2.1) Promover la instalación de proyectos de energías renovables no convencionales acoplados con almacenamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • SIE 	2.1) Capacidad instalada en Giga Watts de respaldo con almacenamiento para energías renovables no convencionales.
Para el 2050 se habrá fortalecido el sistema de transmisión nacional de acuerdo con el plan de expansión a largo plazo.	3.1) Finalizar los proyectos e inversiones plasmadas en el plan de expansión a largo plazo.	<ul style="list-style-type: none"> • ETED 	3.1) Conexiones de transmisión de energías renovables no convencionales habilitadas.
Para el 2050 se habrán retirado o reconvertido la totalidad de generación con plantas a carbón.	4.1) Finalizar el retiro de la capacidad a carbón restante.	<ul style="list-style-type: none"> • MEMRD • Sector privado • MIMARENA 	4.1) Deshabilitación de toda la capacidad instalada (MW) de plantas a carbón.
	4.2) Completar las tareas de compensación de pasivos ambientales para todas las plantas retiradas.		4.2) Por lo menos, un documento que registre la finalización de acciones de compensación por parte de las plantas retiradas.
	4.3) Continuar con el plan de reducción del subsidio a la tarifa técnica, de acuerdo con el estudio de impacto fiscal (actividad 4.8 del Cuadro 9).		4.3) Reducción del aporte dado en forma de subsidio de manera proporcional a la reducción del costo de generación.
	4.4) Consolidar la reubicación de los trabajadores hacia las plantas de sustitución, en apego a las normas laborales vigentes.		4.4) Cantidad de trabajadores de plantas a carbón retiradas integrados a las plazas generadas por nuevas plantas de energías renovables no convencionales, o programas de empleos verdes.

Fuente: Elaboración propia.

4. Epílogo


Los beneficios positivos de la descarbonización del sector eléctrico en República Dominicana dependen de una mayor reducción de costos en generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento de baterías. Lo anterior es un hallazgo de este estudio que coincide con resultados de estudios similares realizados en diferentes países (Luderer et al., 2022). De acuerdo con el WEO, el costo promedio de la electricidad disminuiría en 2050 alrededor de 10 % con respecto a los niveles del 2021 en el escenario de cero emisiones netas. Por lo tanto, **el resultado de la disminución del costo medio de generación estimado en este estudio de -8.1 % a 2050 relativo al 2021 es compatible con lo sugerido en la literatura internacional.**

Escenarios de la IPCC alineados con la meta de 1.5°C sugieren que la generación con carbón sin captura de carbono y almacenamiento se retiraría por completo en 2040 (WEO 2022), con Latinoamérica logrando el retiro en 2032 (Parra et al., 2019). Recientes estudios han cuestionado la viabilidad socio política del retiro por la rapidez necesaria para lograr la transición tecnológica a escala y porque el esfuerzo de mitigación recaería sobre India y China (Vinichenko, Vetier, Jewell, Nacke, & Cherp, 2023).

Expertos aseguran que es viable reducir las emisiones globales siempre que Europa y Estados Unidos disminuyan sus emisiones en transporte e industria por la combustión de derivados del petróleo y gas (Muttitt, Price, Pye, & Welsby, 2023). No obstante, los beneficios de la reducción de consumo de carbón, tanto en República Dominicana como a nivel global (asociados a la salud y al aumento evitado de la temperatura) exceden los costos directos de prescindir de la generación a carbón (Rauner et al., 2020).

Las dinámicas de corto plazo sugieren argumentos a favor y en contra de la sustitución de las plantas de carbón a nivel económico y sobre la seguridad energética. El alza en los precios de los combustibles del año 2022 (AIE, 2022a) tuvo un impacto sobre las finanzas públicas de República Dominicana. Los costos de generación eléctrica subieron sin que las tarifas a los usuarios finales hayan subido; esa diferencia se cubrió con US\$ 1 500 millones aportados por las finanzas públicas (Delgado, 2023).

Lo anterior es un argumento económico a favor de la sustitución debido al riesgo del costo de importación de la materia prima. Un argumento en contra es que, a nivel mundial, los aspectos geopolíticos del 2022 generaron una disminución en los compromisos mundiales por abandonar el carbón. De hecho, alrededor del 10 % de



los compromisos para reducir la generación a carbón se han reducido por la crisis energética causada por la guerra entre Rusia y Ucrania (Vinichenko et al., 2023). **Por lo tanto, lograr aprovechar al máximo la energía renovable local a bajo costo y de forma técnicamente factible es deseable para el futuro.**

A pesar del repunte que ha tenido la demanda de carbón en el corto plazo (AIE, 2022a), algunos países ya tienen metas para retirar las plantas de carbón. En Alemania existe un calendario en ley para realizar el retiro de las plantas de carbón en 2038 (Brauers, Oei, & Walk, 2020), el cual ha contado con apoyo popular (Rinscheid & Wüstenhagen, 2019). Un estudio encontró que en Alemania un retiro en 2035 no es peor en términos de bienestar y empleo que un retiro en 2040 (Heinisch, Holtemöller, & Schult, 2021). En el Reino Unido, una combinación de envejecimiento de plantas y costos crecientes del CO₂, así como controles estrictos de contaminación de la Unión Europea (antes del Brexit) causaron una reducción de la competitividad del carbón en el mercado eléctrico (Littlecott, Uise Burrows, & Skillings, 2018). Lo anterior le permitió al Reino Unido tener un acuerdo para el retiro de las plantas de carbón a 2024 (Brauers et al., 2020).

El impacto social de la sustitución a carbón es manejable. Por ejemplo, en Chile, habría una desaparición de 4 000 empleos asociados a las plantas de carbón, pero la economía del país crea 40 000 empleos por trimestre (Feng, Song, Viteri, Liu & Vogt-Schilb, 2023). Por lo tanto, con una transición planificada, las pérdidas de empleo serían manejables. En este estudio, los **empleos del mismo sector eléctrico bajo un escenario de renovables serían mayores en un promedio de 1 300 empleos anuales relativo al escenario de referencia.**

Los mercados de carbón tendrían menor volumen de intercambio y tendrán una tendencia a aislarse (Auger, Trüby, Balcombe, & Staffell, 2021). Una desventaja de la industria de carbón en América Latina es su distancia a los mayores centros de consumo, lo cual puede llevar al cierre de minas que no son competitivas (Auger et al., 2021). Además, grandes consumidores como China podrían implementar precios del carbono (Mo, Cui, & Duan, 2021), o bien, Europa podría dejar de consumir carbón también (Vögele et al., 2023). Lo anterior disminuiría la demanda internacional por ese recurso. El WEO 2022 indica que el precio de carbón se estabilizará en el largo plazo –con amplia variabilidad geográfica - ante la poca demanda. Sin embargo, las dinámicas comerciales específicas del carbón importado en República Dominicana en el largo plazo son inciertas. Por ejemplo, políticas públicas locales que disminuyan la oferta de carbón de Colombia (Oei & Mendelevitch, 2019) podrían presionar al alza los precios a los que el país accede.





En este estudio se encuentra que los beneficios de la descarbonización de República Dominicana serían de alrededor de US\$ 2 700 millones. Sin embargo, el país no sería la única nación en vías de desarrollo en beneficiarse de la disminución de la generación con carbón. En China, los beneficios de reducir las emisiones del carbón se han cuantificado entre US\$51 y US\$278 por tonelada reducida, la variación debiéndose a la localización de las emisiones (Pu Wang et al., 2021). Un retiro anticipado de las plantas de carbón a nivel mundial podría evitar 12 millones de muertes a 2050, relacionadas con la contaminación del aire ocasionada por su combustión (Tong et al., 2021). Para lograr alcanzar el pico de emisiones de carbono en China para 2030, se requiere alcanzar para esa fecha un 46.3 % con generación renovable (Yu, Fang, Xiao, & Pan, 2023).


El progreso de los retiros del carbón ha sido lento en China; esto se ha debido a altos costos del gas, una red eléctrica inadecuada y prolongados procesos de aprobación para proyectos (Peng Wang et al., 2021). La resolución a estas barreras se dificulta por una fragmentación de autoridad y aspectos relacionados a la división territorial y el rol de los gobiernos locales. Un estudio que consultó a 123 expertos de 8 países con alta dependencia del carbón para la generación eléctrica encontró que la influencia del sector eléctrico y la estructura del mercado eléctrico son los aspectos más relevantes para apoyar el retiro de las plantas de carbón (Ohlendorf, Jakob, & Steckel, 2022). El objetivo primordial de las economías emergentes para tomar decisiones sobre el sector eléctrico es sostener el crecimiento económico y mantener precios de la electricidad bajos. Por esta razón, **este estudio ha desarrollado la propuesta de hoja de ruta mostrada en la Sección 3, la cual tiene 4 pilares: i) seguir incrementando la penetración renovable; ii) incrementar el almacenamiento; iii) reforzar la red de transmisión; iv) planificar cuidadosamente la sustitución de la generación a carbón a largo plazo**, bajo el supuesto de que, a 2050 estas plantas dejarán de quemar el carbón definitivamente.

5. Referencias

- AIE. (2022a). Coal 2022 - Analysis and forecast to 2025. Paris. Recuperado de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/91982b4e-26dc-41d5-88b1-4c47ea436882/Coal2022.pdf>
- AIE, & IRENA. (2021). Coal Phase-out and/or Reconversion of Coal Units. Recuperado el 27 de marzo de 2023, de IEA/IRENA Renewables Policies Database website: <https://www.iea.org/policies/13500-coal-phase-out-andor-reconversion-of-coal-units>
- AIE. (2022b). World Energy Outlook 2022. París. Recuperado de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- Álvarez, A. (2022). Proyecto energético a gas natural y central eléctrica en Manzanillo posicionarán a RD como hub en la región. Recuperado de <https://eldinero.com.do/215246/proyecto-energetico-a-gas-natural-y-central-electrica-en-manzanillo-posicionaran-a-rd-como-hub-en-la-region/>
- Arguello, R., Delgado, R., Espinosa-Valderrama, M., González, T., Sandoval, J. (2022). Análisis costo-beneficio de las opciones para alcanzar cero emisiones netas en Colombia. IDB Publications. <http://dx.doi.org/10.18235/0004502>
- Auger, T., Trüby, J., Balcombe, P., & Staffell, I. (2021). The future of coal investment, trade, and stranded assets. *Joule*, 5(6), 1462–1484. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.05.008>
- Bacon, R. & Kokima, M. (2011). Issues in estimating the employment generated by energy sector activities. The World Bank. Report No. 82732. <https://documents1.worldbank.org/curated/es/627831468159915345/pdf/827320WP0emplo00Box379875B00PUBLIC0.pdf>
- BCRD. (2022). Producto Interno Bruto (PIB) per Cápita. Recuperado de <https://www.bancentral.gov.do/a/d/2533-sector-real>
- Benavides, C., Cifuentes, L. A., Díaz, M., Gilabert, H., Gonzales, L., González, D., ... Vogt-Schilb, A. (2021). Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre. <https://doi.org/10.18235/0003527>
- Brauers, H., Oei, P. Y., & Walk, P. (2020). Comparing coal phase-out pathways: The United Kingdom's and Germany's diverging transitions. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 37, 238–253. <https://doi.org/10.1016/J.EIST.2020.09.001>
- CIF. (2023). Coal-to-Clean Transition. Recuperado de <https://www.cif.org/topics/accelerating-coal-transition>
- CME Group. (2023). Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey). CME Group. Recuperado de <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html>
- CNE. (2018). Estudio de la producción actual y potencial de biomasa para a generación de energía en la República Dominicana. Recuperado de https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2018/11/Consolidado2520Estudio2520Biomasa_FINAL2520CORREGIDO.pdf

- 
- CNE. (2021). Precios de referencia 2021 (pp. 10–14). pp. 10–14. República Dominicana. Recuperado de <https://www.cne.gob.do/transparencia/base-legal-de-la-institucion/resoluciones-2/>
- CNE. (2022a). Estudio del régimen económico de las energías renovables en la República Dominicana para el año 2022. Recuperado de <https://www.cne.gob.do/documentos/regimen-economico/>
- CNE. (2022b). Plan Energético Nacional 2022-2036. Recuperado de <https://www.cne.gob.do/documentos/plan-energetico-nacional-pen/>
- CNE. (2022c). Presidente Abinader y consorcios del sector energía dan inicio a la construcción de un megaproyecto energético en Manzanillo. Recuperado de <https://www.cne.gob.do/noticia/presidente-abinader-y-consorcios-del-sector-energia-dan-inicio-a-la-construccion-de-un-megaproyecto-energetico-en-manzanillo/>
- David, C., Ian, P., Nghia-Piotr, L., & Baoping, S. (2019). Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level Estimates. Recuperado de <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2019/05/02/Global-Fossil-Fuel-Subsidies-Remain-Large-An-Update-Based-on-Country-Level-Estimates-46509>
- DeAngelo, J., Azevedo, I., Bistline, J., Clarke, L., Luderer, G., Byers, E., & Davis, S. J. (2021). Energy systems in scenarios at net-zero CO2 emissions. *Nature Communications*, 12(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-021-26356-y>
- Delgado, E. (2023). Subsidio al sector eléctrico absorbió US\$1,508 millones en 2022. Recuperado de <https://eldinero.com.do/218472/subsidio-al-sector-electrico-absorbio-us1508-millones-en-2022/>
- EGEHID. (2019). Consultoría para la Reformulación del Plan Estratégico para el período 2019-2026. Recuperado de <https://egehid.gob.do/transparencia/plan-estrategico-institucional/planificacion-estrategica-institucional/>
- El Congreso Nacional. Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales. , Pub. L. No. Ley 57-07 (2007). República Dominicana.
- El Dinero. (2023, marzo 19). Transición energética para descarbonización permitirá a RD ahorrar US\$2,000 millones al 2050. Recuperado el 28 de marzo de 2023, de <https://eldinero.com.do/224020/transicion-energetica-para-descarbonizacion-permitira-a-rd-ahorrar-us2000-millones-al-2050/>
- ETED. (2020). Plan de Expansión: Sistema de Transmisión Eléctrico 2021 - 2035. Santo Domingo. Recuperado de <https://eted.gov.do/transparencia/index.php/publicaciones-oficiales/file/38193-plan-de-expansin-2021-2035-eted1>
- Feng, K., Song, K., Viteri, A., Liu, Y., & Vogt-Schilb, A. (2023). National and local labor impacts of coal phase-out scenarios in Chile. *Journal of Cleaner Production*, 137399
- Friedrich, J., Ge, M., Pickens, A., & Vigna, L. (2023). This Interactive Chart Shows Changes in the World's Top 10 Emitters. World Resources Institute. Recuperado de <https://www.wri.org/insights/interactive-chart-shows-changes-worlds-top-10-emitters>

- 
- Galindo, L. M., Hoffman, B., & Vogt-Schilb, A. (2022). ¿Cuánto costará lograr los objetivos del cambio climático en América Latina y el Caribe? . IDB Publications.
- GIZ. (2018). Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/11_2018_inodu_alternativas_tecnologicas.pdf
- GIZ. (2020). Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1). Recuperado de [1.%09GIZ_DomRep_Informe-Detallado_web.pdf](https://transicionenergetica.do/1.%09GIZ_DomRep_Informe-Detallado_web.pdf) (transicionenergetica.do)
- Gobierno de la República Dominicana. (2020). Contribución Nacionalmente Determinada 2020. Recuperado de <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Dominican%20Republic%20First%20NDC%20%28Updated%20Submission%29.pdf>
- Godínez-Zamora, G., Víctor-Gallardo, L., Angulo-Paniagua, J., Ramos, E., Howells, M., Usher, W., ... Quirós-Tortós, J. (2020). Decarbonising the transport and energy sectors: Technical feasibility and socioeconomic impacts in Costa Rica. *Energy Strategy Reviews*, 32, 100573. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2020.100573>
- Greenpeace. (2019). Outlook on employment effects of a Global Energy Transition. Recuperado de [1. https://www.greenpeace.org/static/planet4-africa-stateless/2019/04/6cd35f47-jt-global-employment-report.pdf](https://www.greenpeace.org/static/planet4-africa-stateless/2019/04/6cd35f47-jt-global-employment-report.pdf)
- Groves, D. G., Syme, J., Molina-Pérez, E., Calvo, C., Víctor-Gallardo, L., Godínez, G., ... Vogt-Schilb, A. (2020). The Benefits and Costs Of Decarbonizing Costa Rica's Economy: Informing the Implementation of Costa Rica's National Decarbonization Plan under Uncertainty. IDB Publications.
- Heinisch, K., Holtemöller, O., & Schult, C. (2021). Power generation and structural change: Quantifying economic effects of the coal phase-out in Germany. *Energy Economics*, 95, 105008. <https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2020.105008>
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., ... 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>
- Hyun, M., Cherp, A., Jewell, J., Kim, Y. J., & Eom, J. (2023). Feasibility trade-offs in decarbonising the power sector with high coal dependence: The case of Korea. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 3, 100050. <https://doi.org/10.1016/j.rset.2023.100050>
- IIDMA. (2022). Un estudio recomienda el cierre inmediato de la Central de Punta Catalina, en República Dominicana, por la gravedad de sus impactos ambientales. Recuperado de: <https://iidma.org/un-estudio-recomienda-el-cierre-inmediato-de-la-central-de-punta-catalina-en-republica-dominicana-por-la-gravedad-de-sus-impactos-ambientales/>
- IMF. (2019). Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level. International Monetary Found. Recuperado de

- 
- <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2019/05/02/Global-Fossil-Fuel-Subsidies-Remain-Large-An-Update-Based-on-Country-Level-Estimates-46509>
- IMF. (2022). World Economic Outlook (WEO) Database. Recuperado de <https://public.knoema.com/rwidmdc/imf-world-economic-outlook-weo-database-october-2022>
- IPCC. (2022). Global Warming of 1.5°C. En Global Warming of 1.5°C. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>
- IRENA. (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. Abu Dhabi. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8
- Joshi, M., Palchak, J. D., Rehman, S., Soonee, S. K., Saxena, S. C., & Narasimhan, S. R. (2020). Ramping Up the Ramping Capability: India's Power System Transition. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States); Power Recuperado de National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States); Power ... website: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/77639.pdf>
- Lempert, R. (2013). Scenarios that illuminate vulnerabilities and robust responses. *Climatic Change*. <https://doi.org/10.1007/s10584-012-0574-6>
- Lempert, R. J. (2019). Robust Decision Making (RDM). *Decision Making under Deep Uncertainty*, 23–51. https://doi.org/10.1007/978-3-030-05252-2_2
- Littlecott, C., Uise Burrows, L., & Skillings, S. (2018). INSIGHTS FROM THE UK COAL PHASE OUT EXPERIENCE: REPORT TO CHILE DECARBONISATION ROUNDTABLE. En REPORT. Recuperado de www.e3g.org
- Luderer, G., Madeddu, S., Merfort, L., Ueckerdt, F., Pehl, M., Pietzcker, R., ... Kriegler, E. (2022). Impact of declining renewable energy costs on electrification in low emission scenarios. <https://doi.org/https://doi.org/10.1038/s41560-021-00937-z>
- MEMRD. (2020a). Planificación de Inversiones en Generación Eléctrica de República Dominicana 2040. Santo Domingo. Recuperado de <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/documentos-transicion/Planificacion%20de%20inversiones%20en%20generacion%20electrica%20de%20RD%202040.pdf>
- MEMRD. (2020b). Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía de República Dominicana (2018). Recuperado de <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/documentos-transicion/TOMO%20I.%20BNEU%202018.pdf>
- MIMARENA, CNCCMDL, & PNUD. (2020). Primer Informe Bienal de Actualización de la República Dominicana ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Santo Domingo. Recuperado de <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Dominican%20Republic-%20BUR1.pdf>
- MEPyD. (2012). Ley 1-12 Estrategia nacional de desarrollo 2030. Recuperado de https://www.intec.edu.do/downloads/documents/institucionales/marco-legal/Ley_1-

12_LEY_ORGANICA_DE_LA ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO.pdf

- Mo, J., Cui, L., & Duan, H. (2021). Quantifying the implied risk for newly-built coal plant to become stranded asset by carbon pricing. *Energy Economics*, 99. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105286>
- Muttitt, G., Price, J., Pye, S., & Welsby, D. (2023). Socio-political feasibility of coal power phase-out and its role in mitigation pathways. *Nature Climate Change*. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01576-2>
- NREL. (2022). 2022 Electricity ATB Technologies and Data Overview. Recuperado el 28 de septiembre de 2022, de <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/index>
- OC-SENI. (2022a). Programa definitivo de la operación de largo plazo enero 2023 - diciembre 2026. Recuperado de <https://www.oc.do/Informes/Operación-del-SENI/Planeación-del-SENI>
- OC-SENI. (2023). Informe anual de operaciones y transacciones económicas correspondientes al año 2022. Santo Domingo.
- Oficina Nacional de Estadísticas. (2021). Población ocupada (PO) por sexo y año, según actividad económica, 2008-2021. Estadísticas sociales > Trabajo. Recuperado de <https://www.one.gob.do/datos-y-estadisticas/temas/estadisticas-sociales/trabajo/> el 1 de mayo de 2023.
- Oei, P. Y., & Mendelevitch, R. (2019). Prospects for steam coal exporters in the era of climate policies: a case study of Colombia. *Climate Policy*, 19(1), 73–91. https://doi.org/10.1080/14693062.2018.1449094/SUPPL_FILE/TCPO_A_1449094_SM6605.DOCX
- Ohlendorf, N., Jakob, M., & Steckel, J. C. (2022). The political economy of coal phase-out: Exploring the actors, objectives, and contextual factors shaping policies in eight major coal countries. *Energy Research and Social Science*, 90. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102590>
- Parra, P. A. Y., Ganti, G., Brecha, R., Hare, B., Schaeffer, M., & Fuentes, U. (2019). Global and regional coal phase out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5°C.
- Presidencia de la República Dominicana. (2021). Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico en la República Dominicana (2021-2030). Recuperado de <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/2021/03/pactp-electrico.pdf>
- Presidencia de la República Dominicana. (2022). República Dominicana prepara estrategia de largo plazo para alcanzar neutralidad de carbono en 2050. Recuperado de <https://presidencia.gob.do/noticias/republica-dominicana-prepara-estrategia-de-largo-plazo-para-alcanzar-neutralidad-de>
- Quirós-Tortos, J., Godínez, G., de La Torre Ugarte, D., Heros, C., Lazo Lazo, J. G., Ruiz, E., ... Vogt-Schilb, A. (2021). Costos y beneficios de la carbono-neutralidad en Perú: Una evaluación robusta. IDB Publications.
- Rauner, S., Bauer, N., Dirnhaichner, A., Dingenen, R. Van, Mutel, C., & Luderer, G. (2020). Coal-exit health and environmental damage reductions outweigh economic impacts. *Nature Climate Change*, 10(4), 308–312. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0728-x>

- Rico-Albarrán, G. (2022). Qué es el Pacto Eléctrico y por qué se detuvo su aplicación. Recuperado de <https://www.revistamercado.do/economia/pacto-electrico-rd-que-es>
- Rinscheid, A., & Wüstenhagen, R. (2019). Germany's decision to phase out coal by 2038 lags behind citizens' timing preferences. *Nature Energy*, 4(10), 856–863. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0460-9>
- RMI. (2020). How To Retire Early - RMI. Recuperado de <https://rmi.org/insight/how-to-retire-early/>
- Saget, C., Vogt-Schilb, A., & Luu, T. (2020). Jobs in a Net-Zero Emissions Future in Latin America and the Caribbean. IBD Publications.
- Schneider, D. R., & Bogdan, Ž. (2007). Effect of heavy fuel oil/natural gas co-combustion on pollutant generation in retrofitted power plant. *Applied Thermal Engineering*, 27(11), 1944–1950. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2006.12.017>
- SIE. (2022a). Precios Renovables 2022-2023 “Resolución SIE-064-2022-TF”. Recuperado de <https://sie.gob.do/wp-content/uploads/2022/06/SIE-064-2022-TF-Precios-Renovables-2022-2023.pdf>
- SIE. (2022b). Rueda de Prensa – Licitación Pública para Construcción Plantas a Gas Natural. Recuperado de <https://sie.gob.do/rueda-de-prensa-licitacion-publica-para-construccion-plantas-a-gas-natural/>
- Solano-Rodriguez, B., Pye, S., Li, P.-H., Ekins, P., Manzano, O., & Vogt-Schilb, A. (2019). Implications of Climate Targets on Oil Production and Fiscal Revenues in Latin America and the Caribbean. IBD Publications.
- Teske, S. (2019). Achieving the Paris climate agreement goals: Global and regional 100% renewable energy scenarios with non-energy GHG pathways for+ 1.5 C and+ 2 C. Springer Nature.
- Tong, D., Geng, G., Zhang, Q., Cheng, J., Qin, X., Hong, C., ... Davis, S. J. (2021). Health co-benefits of climate change mitigation depend on strategic power plant retirements and pollution controls. *Nature Climate Change*, 11(12), 1077–1083. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01216-1>
- UNEP. (2022). Is Natural Gas a Good Investment for Latin America and the Caribbean? United Nations Environment Programme. Recuperado de <https://www.unep.org/resources/report/natural-gas-good-investment-latin-america-and-caribbean#:~:text=Is%20Natural%20Gas%20a%20Good%20Investment%20for%20Latin%20America%20and%20the%20Caribbean%3F,-24%20October%202022&text=This%20report%20reveals%20that%20an,by%20far%20the%20best%20choice.>
- Vinichenko, V., Vetier, M., Jewell, J., Nacke, L., & Cherp, A. (2023). Phasing out coal for 2 °C target requires worldwide replication of most ambitious national plans despite security and fairness concerns. *Environmental Research Letters*, 18(1). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/acadf6>
- Vögele, S., Govorukha, K., Mayer, P., Rhoden, I., Rübhelke, D., & Kuckshinrichs, W. (2023). Effects of a coal phase-out in Europe on reaching the UN Sustainable Development Goals. *Environment, Development and Sustainability*, 25(1), 879–916. <https://doi.org/10.1007/s10668-021-02083-8>

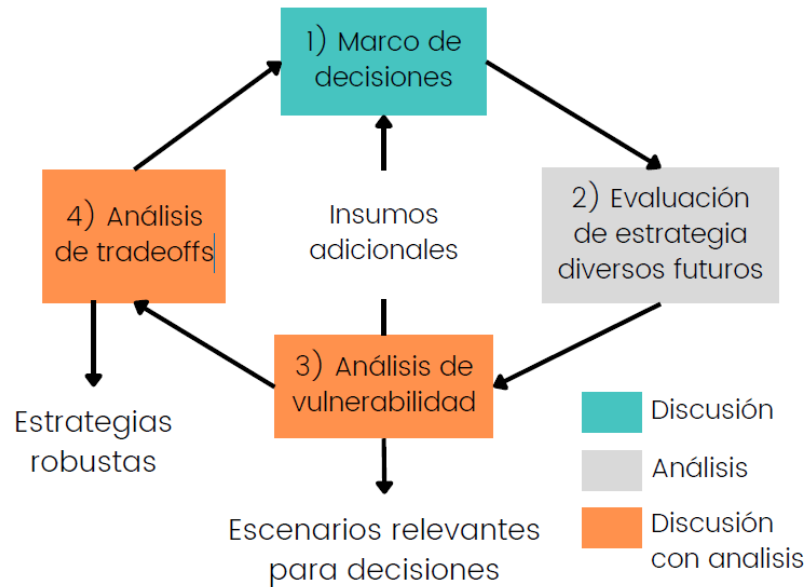
- 
- Vogt-Schilb, A., & Feng, K. (2019). The labor impact of coal phase down scenarios in Chile Climate Change Division. Recuperado de <http://www.iadb.org>
- Vogt-Schilb, A., Jaramillo, M., Víctor-Gallardo, L., Quirós-Tortos, J., & Rodríguez-Zúñiga, M. (2021). Impacto fiscal de la descarbonización del transporte en Costa Rica y opciones de política para manejarlo. <https://doi.org/10.18235/0003402>
- Wang, Peng, Yang, M., Mamaril, K., Shi, X., Cheng, B., & Zhao, D. (2021). Explaining the slow progress of coal phase-out: The case of Guangdong-Hong Kong-Macao Greater Bay Region. *Energy Policy*, 155. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112331>
- Wang, Pu, Lin, C. K., Wang, Y., Liu, D., Song, D., & Wu, T. (2021). Location-specific co-benefits of carbon emissions reduction from coal-fired power plants in China. *Nature Communications*, 12(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-021-27252-1>
- Welsby, D., Solano-Rodriguez, B., Pye, S., & Vogt-Schilb, A. (2022). High and Dry: Stranded Natural Gas Reserves and Fiscal Revenues in Latin America and the Caribbean. IDB Publications.
- Yu, B., Fang, D., Xiao, K., & Pan, Y. (2023). Drivers of renewable energy penetration and its role in power sector's deep decarbonization towards carbon peak. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 113247. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113247>

6. Anexos

6.1. Método de toma de decisión robusta (RDM)

El método RDM se caracteriza por un proceso participativo constante con los actores clave. La Figura 24 muestra el diagrama de flujo de su implementación.

Figura 24. Estructura y pasos de la metodología de toma de decisión robusta.



Fuente: Elaboración propia con base en R. Lempert, (2013); R. J. Lempert, (2019).

En este caso, el paso 1 de la metodología RDM (marco de decisiones) consiste en estructurar información recopilada de diversas fuentes: talleres, reuniones, documentos, etc; con la finalidad de definir parámetros para evaluar la ruta de descarbonización (métricas de desempeño), posibles acciones que facilitan la descarbonización del sector eléctrico (acciones de política), datos que contribuyen a la simulación de la descarbonización del sector (modelos y datos) y algunas fuentes de incertidumbre del estudio (incertidumbre). De esta manera es como se co-construye la matriz DAMI antes mencionada (Cuadro 13).

Cuadro 13. Matriz DAMI para estructuración de información del taller inicial.

Métricas de Desempeño (D)	Acciones (A)
Lista de variables físicas (emisiones de carbono) o económicas (beneficios económicos) que definen el éxito o fracaso de la transición hacia la descarbonización.	Lista de instrumentos, objetivos o acciones de política sectorial que ejecutan la transición hacia la descarbonización.
Modelos y Datos (M)	Incertidumbres (I)
Modelos disponibles en el país para calcular las métricas de desempeño, o bien, datos que permitan la calibración de dichos modelos.	Lista de variables físicas o económicas que no son posibles de acordar o conocer y que podrían afectar las medidas de desempeño.

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente se realiza un análisis computacional con modelos exploratorios que representan el sector eléctrico del país (paso 2). Los datos discutidos en el taller (la M de la DAMI) se utilizan para alimentar los modelos exploratorios y producir diferentes escenarios a 2050. Los modelos son adaptados para brindar insumos a las preguntas relevantes de los actores.

Luego, los resultados de las simulaciones se utilizan para realizar un análisis de vulnerabilidad (paso 3). Con este análisis se identifican posibles riesgos de la estrategia de descarbonización del sector eléctrico de la República Dominicana. Los posibles riesgos se vinculan a variables que en una gran cantidad de futuros causan métricas de desempeño desfavorables. Por ejemplo, altos costos de la estrategia de descarbonización podrían vincularse a altos costos de las energías renovables.

A su vez, se utilizan los resultados de la diversidad de futuros escenarios para un análisis de los compromisos (*tradeoffs*) de la descarbonización del sector eléctrico (paso 4). Mediante visualizaciones interactivas y de fácil comprensión, se discuten los posibles compromisos de la estrategia.

Todo lo mencionado anteriormente se presenta como resultados preliminares en un siguiente taller participativo. Se detallan los principales mensajes obtenidos del ejercicio computacional, incluyendo la identificación de riesgos y vulnerabilidad de la estrategia de descarbonización del sector eléctrico del país. También se muestran los principales compromisos obtenidos y se discuten posibles mejoras al análisis.

Posteriormente, se usan los insumos de un segundo y tercer talleres para mejorar el modelo e incluir la respuesta a sugerencias planteadas por los actores clave. El análisis se repite utilizando la metodología antes explicada con los nuevos insumos.

La actualización final de los resultados permitirá producir el informe final del proyecto; informe sobre las acciones de política, las alternativas de inversiones y reformas para asegurar la capacidad de responder a la demanda creciente y lograr la descarbonización del sector eléctrico a largo plazo.

La Figura 25 sintetiza los principales conceptos mencionados durante los talleres participativos. Conceptos como emisiones, flexibilidad, resiliencia, etc. fueron ampliamente discutidos en las mesas de trabajo. Otros aspectos relevantes para tomar en cuenta tienen que ver con la ubicación de los posibles proyectos sustitutos y la reutilización de activos de las plantas.

Figura 25. Conceptos mencionados durante el primer taller.



Fuente: Elaboración propia

El Cuadro 14 resume además la matriz DAMI con elementos a considerar en el análisis, los cuales cumplen con las condiciones de i) estar dentro del alcance del estudio y ii) tener medios para modelar o analizar de forma cualitativa.

Cuadro 14. Síntesis de la matriz DAMI del primer y segundo taller de co-construcción del proceso de descarbonización del sector eléctrico en República Dominicana.

Métricas de Desempeño	Acciones de política
<ul style="list-style-type: none"> - Emisiones de CO₂. - Subsidio de la tarifa al consumidor. - Costos (viabilidad financiera de los proyectos de sustitución). - Recuperación de la inversión de centrales térmicas. - Impacto en la salud. - Empleos perdidos y generados. - Estabilidad, flexibilidad y firmeza del sistema eléctrico. - Continuidad del servicio (C). - Resiliencia eléctrica (C). - Seguridad e independencia energética (C). 	<ul style="list-style-type: none"> - Porcentaje de generación con fuentes renovables y otras fuentes. - Ubicación de los proyectos según potencial renovables, considerando la adecuación de la red de transmisión y distribución. - Reutilización de activos de plantas. - Capacidad de almacenamiento de energía. - Sustitución de plantas MW y años de sustitución. - Escenarios de hibernación. - Implementar redes inteligentes. - Eficiencia y pérdidas energéticas. - Inversión privada y privada-pública para generación (C). - Leyes y normativas (C). - Colaboración interinstitucionales e internacionales (C).
Modelos y Datos	Incertidumbre
<ul style="list-style-type: none"> - Datos de recuperación de inversión de las plantas actuales. - Mapas de potencia renovable para determinar las regiones de explotación de recursos y su interconexión con la red de transmisión. 	<ul style="list-style-type: none"> - Intereses de sectores (C). - Costo de los combustibles. - Desarrollo tecnológico y el impacto en el costo de las tecnologías. - Cambios de gobierno y enfoque político (C). - Factores de planta (incluyendo variación por fenómenos atmosféricos).

Fuente: Elaboración propia

Nota: (C) significa que la variable se considera de manera cualitativa en el análisis. El resto de las variables se analiza de forma cuantitativa.

6.2. Talleres y participantes

Participaron alrededor de 70 personas por taller. El Cuadro 15 contiene la lista de participantes por institución en el primer taller.

Cuadro 15. Participantes de los talleres e institución de pertenencia.

Participante	Institución
Aníbal Mejía	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Rafael Gómez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
José Manuel Rojas	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Marlene de los Santos	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Máximo Marte	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Delio Rincón	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)

Ernesto Acevedo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Hugo Morales-Sosa	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Nisael Dirocié	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Eduardo Sagredo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Kenya Mercedes	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
José Vallejo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Kemuel Ávila	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Alfredo Kramarz	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Carolina Pérez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Felipe Ditren	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Jorge Zamora	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Wilson Núñez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Eduardo García	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Richard González	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Razziel Castillo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Juan José Rodríguez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Daniel Galván	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Marcelo Vargas	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Carolina Sánchez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Anabelle Reynoso	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Juan Mejía	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
César Hazim	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Jorge Taveras	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
José de Jesús	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Emilio Pichardo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Bayoan Soto	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Daniel Ramírez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Stiven Castillo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Henry Caraballo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Tomas Varona	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Peter Santana	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Eduardo Sagredo	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Chadia Abreu	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Kenya Mercedes	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Priccila Peguero	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Helen Pérez	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
Marlenin Lantigua	Ministerio Energía y Minas (MEMRD)
José Encarnación	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Flady Cordero	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Jafris Tejada	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Lorianny Terrero	Comisión Nacional de Energía (CNE)

Patricia Assacl	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Yasmin Atallah	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Jerson Peña	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Carla Pérez	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Víctor Martínez	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Oscar Guedez	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Luz Alcántara	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Heidy Beras	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Domingo Burgos	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Iván Relova Delgado	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Max Puig	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Sara González	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Rodrigo Fincheira	Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio
Allison Sossa	Ministerio de Hacienda
Miralía Moul	Ministerio de Hacienda
Fausto Aquino	Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI)
Jarrizon Quevedo	Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI)
Manuel San Pablo	Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI)
Mercedes Arias	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)
Robert Estrella	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)
Fernelis Ramírez	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)
Wascar Liriano	Centro de Control de Energía (CCE ETED)
Edison Álvarez	Superintendencia de Electricidad (SIE)
Damarys Marte	Superintendencia de Electricidad (SIE)
Shimmer Lorenzo	Superintendencia de Electricidad (SIE)
Manuel Aquino	Superintendencia de Electricidad (SIE)
Darlin Castillo	Superintendencia de Electricidad (SIE)
Aureli Peña	Superintendencia de Electricidad (SIE)
Melanie Pérez	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)
Julissa Duval	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)
Carlos Santana	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)
Derlyn Alonzo	Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC)

José Luis Altes	Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC)
George Reinoso	Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC)
David Sotelo	EDESUR
Priamo Feliz	EDEESTE
Eglis Méndez	EDEESTE
Kerlyn Frias	EDEESTE
Gissel Díaz	EDENORTE
Jorky Hernández	EDENORTE
Ramón Corniel	EDENORTE
Ramón Martínez	EDENORTE
Osvaldo González	EGEITABO AES
Marino Inchaustegui	EGE HAINA
Ramón Then	EGE HAINA
Hamlet Gutiérrez	Asociación de Industrias de la República Dominicana (AIRD)
Arturo del Villar	INTEC (Instituto Tecnológico de Santo Domingo)
Amelia Pérez	UNPHU (Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña)
Emin Rivera	UNAPEC (Universidad de Acción Pro Educación y Cultura)
Erick Conde	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)
Ian Winborg	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)
Katerin Ramírez	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)
Nataly Montezuma	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ)
Walmy Fernández	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ)
Clemens Findeisen	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ)
Manases Mercedes	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ)
Yderlisa Castillo	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ)
Regis Batista	Embajada de Canadá
Christine Laberge	Embajada de Canadá
Gilles Damais	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Jennifer Marmolejos	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Katharina Falchero	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
K. Falbun	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Annette S.	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Fares Jamatle	AES Dominicana



Edwin de los Santos	AES Dominicana
Daniel Martich	AES Dominicana
Gustavo Mejía-Ricart	DRI
Héctor Medina	RTI Internacional
Francesca Fermín	Embajada de Estados Unidos
Rosa Rivas	Proespaillat
Yomayra Martínez	GreEnergy
Sonia Tejeda	Foro de Energía Sostenible

Fuente: Elaboración propia

6.3. Matriz de barreras, causas y condiciones habilitantes

Cuadro 15. Detalle de barreras identificadas para la descarbonización del sector eléctrico para República Dominicana.

	Barrera	Tipo de barrera	Causa de la barrera	Impacto de la barrera
1	El respaldo eléctrico con plantas de gas natural se ve perjudicado económicamente al operar con factores de planta bajos.	Económica	La operación de las plantas de gas natural a bajo factor de planta se puede dar por operación a niveles técnicos mínimos.	Podría causar baja rentabilidad de las inversiones hechas en gas natural, también podría conllevar al uso de plantas térmicas de <i>fuel oil</i> #2 y #6.
2	El sector privado no tiene suficientes incentivos económicos para el cierre o reconversión planificado de las plantas a carbón.	Económica	No existe una política o regulación que obligue a las empresas a desmontar la generación a carbón en pro de tecnologías que reduzcan las emisiones de GEI o propicien la carbono-neutralidad.	Oposición del sector privado a las propuestas de cierre planificado de las plantas a carbón.
3	El subsidio de la tarifa dificulta el financiamiento público de obras relacionadas con descarbonización.	Económica	El Gobierno destina un alto porcentaje del presupuesto público para subsidiar los costos de generación que no son cubiertos por la recaudación, en parte, debido a la energía servida que no es facturada y el fraude.	El Gobierno aminora los incentivos para la descarbonización.

	Barrera	Tipo de barrera	Causa de la barrera	Impacto de la barrera
4	Los precios de la electricidad no incluyen los costos de las externalidades negativas, como la contaminación ambiental y el cambio climático.	Económica	El mérito de despacho privilegia las centrales que operan a menor costo, independientemente de los efectos ambientales que causen, ello implica que estas tecnologías podrían seguir supliendo el sistema aun cuando llegaran al final de su vida útil si su combustible base es más barato.	El sistema no podrá moverse hacia una descarbonización sin que ello redunde en un aumento de sus costos operacionales y para los usuarios, aunque se planifique un cierre de plantas contaminantes, estas podrían ser rehabilitadas si su combustible base se convierte en una opción más económica.
5	El cierre no planificado de algunas plantas podría dificultar la recuperación de la inversión a sus dueños, o bien, generar la necesidad de proveerles de una compensación.	Económica	Las inversiones hechas prevén alrededor de 30 años de operación, un cierre anticipado afectará la rentabilidad esperada de los inversionistas.	Se requerirá asumir los costos de la compensación a los actores afectados.
6	El país no es productor de petróleo, carbón o gas, siendo dependiente del mercado internacional para adquirirlos.	Económica	El país tiene poco control de los precios internacionales de los combustibles. Por ser un mercado pequeño no puede beneficiarse de la compra por grandes volúmenes.	Podría aumentar los costos de operación y generación de las centrales a gas natural.

	Barrera	Tipo de barrera	Causa de la barrera	Impacto de la barrera
7	Los fondos para expandir y fortalecer la red de transmisión a causa de las energías renovables son insuficientes.	Económica / Regulatoria	Las plantas de energías renovables no convencionales no pagan peaje de transmisión por capacidad.	La empresa nacional de transmisión (ETED) no tiene incentivos para expandir la red para la incorporación de proyectos renovables, dado que no podrá financiarse la red si sólo se expande en base a dichas energías.
8	Los reglamentos actuales no se refieren al almacenamiento de energía para proyectos de energías renovables no convencionales.	Regulatoria	Los sistemas de almacenamiento de energía elevan el costo de los proyectos de energías renovables, por lo que los actores del mercado eléctrico ofertan sus proyectos sin almacenamiento para mejorar su rentabilidad, con la consecuencia de riesgos operativos para la red eléctrica. Los proyectos ya implementados de almacenamiento son pequeños para servicios de regulación de frecuencia propios.	Una alta penetración de energías renovables no convencionales e intermitentes sin almacenamiento pueden causar desafíos operativos y de confiabilidad del servicio.
9	El Plan de Expansión de la Transmisión es superado por el ritmo proyectado de adición de energías renovables no convencionales, por lo que requiere ser actualizado con mayor frecuencia (anualmente preferiblemente).	Regulatoria	La ETED no cuenta con el recurso suficiente para poder realizar un Plan anual.	Las energías renovables crecen a un ritmo acelerado y la expansión de la red tiene otro ritmo. A su vez, los proyectos de renovables se deben restringir a capacidades

	Barrera	Tipo de barrera	Causa de la barrera	Impacto de la barrera
				inferiores al potencial por la capacidad de trasiego de la línea.
10	Limitada regulación para el desarrollo de los proyectos de almacenamiento con baterías.	Regulatoria	No ha existido necesidad histórica de reglamentar la penetración del almacenamiento con baterías.	Existe un vacío legal y reglamentario sobre cómo parametrizar estos servicios con las baterías.
11	La reglamentación para cuantificar el valor de rescate para plantas térmicas antiguas es escasa.	Regulatoria	No existe un reglamento técnico para el cierre de centrales ni un marco legal sobre los pasivos ambientales de las operaciones de centrales térmicas, que garantice una correcta contabilidad y gestión de los pasivos ambientales y socioeconómicos al momento de cerrar las plantas.	Podrían existir efectos ambientales y sociales no previstos dentro del plan de manejo ambiental cuya aparición o incidencia se manifieste después del cierre de las plantas. Dependiendo de la gravedad y persistencia de dichos impactos, los costos de su gestión serían asumidos por el gobierno.
12	El retiro de plantas a carbón podría generar pérdida de empleos o cambios en el nivel de ingreso de los trabajadores.	Social / Económica	Las plantas de carbón tienen empleos estables y bien remunerados.	El cierre o sustitución de las plantas eliminaría estos empleos en las zonas correspondientes.

	Barrera	Tipo de barrera	Causa de la barrera	Impacto de la barrera
13	El recurso biomásico disponible a nivel nacional para reconvertir todas las plantas a carbón a biomasa se percibe como insuficiente. La logística y el mercado internacional es muy incipiente lo que podría causar altos costos del recurso.	Técnica	El área requerida para producir la cantidad de biomasa (caña, acacia, u otros) necesaria para asegurar el suministro de las reconversiones es inasequible.	Si incrementa la generación con biomasa por arriba de su capacidad de producción local, podría haber altos costos.
14	La capacidad instalada actual posee poco margen de reserva.	Técnica Política Económica	Parte de la capacidad actual se utiliza como margen de reserva del sistema.	Se generaría un desabastecimiento eléctrico en el país y con esto, cortes eléctricos frecuentes ("apagones") por el retiro de las plantas a carbón sin una adecuada sustitución de generación.

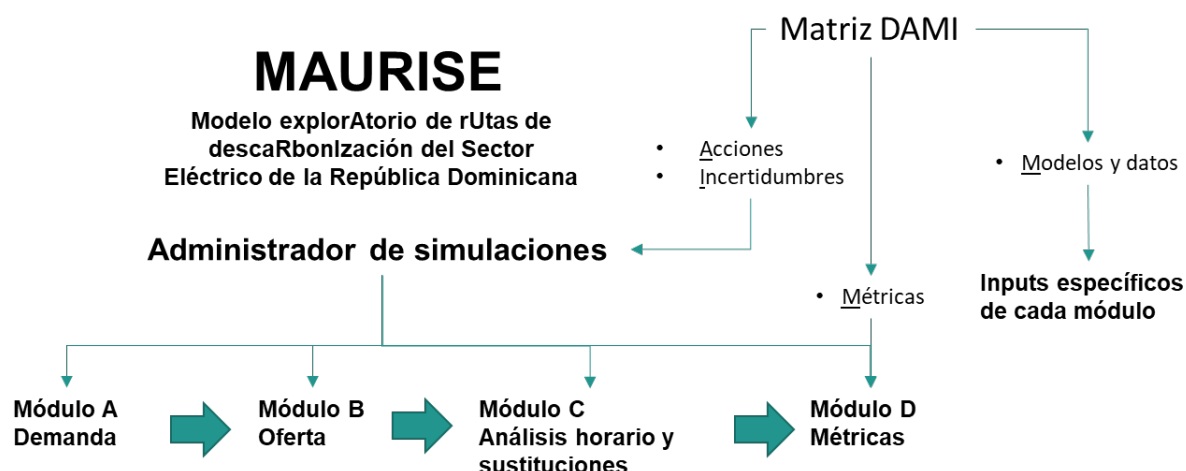
Fuente: Elaboración propia

6.4. Descripción del modelo

El modelo introducido en la sección 1.5 como MAURISE-RD está construido en 5 módulos que permiten representar diferentes aspectos del sistema eléctrico a futuro. La Figura 26 muestra la relación entre la matriz DAMI de la sección 6.1. y el modelo MAURISE-RD. Las acciones e incertidumbres se llevan a un *administrador de simulaciones* que se encarga de capturar las acciones e incertidumbres de la matriz DAMI de forma cuantitativa.

Adelante se emplean 2 términos: futuro y simulación. Un futuro es una combinación de parámetros de incertidumbre y algunos de acciones que aplican a los escenarios de forma consistente; por ejemplo, el costo de los combustibles, de la generación renovable, o la demanda eléctrica. Una simulación es una corrida del modelo MAURISE-RD. Al referirse a futuro o simulación, se refiere a la combinación de parámetros antes de aplicar la variación de los parámetros.

Figura 26. Relación entre la matriz DAMI y el modelo MAURISE-RD.



Fuente: Elaboración propia

El Cuadro 6 captura el valor del futuro inicial y sus variaciones, así como la unidad del parámetro que está variando. A continuación, se describen las unidades:


- **Porcentaje (%):** indica que es una unidad porcentual relativa a una base. Se utiliza en los siguientes casos:
 - Para el crecimiento del PIB, es con respecto al PIB del año anterior.
 - Para la generación al 2050, la base es la generación total requerida para suplir la demanda del SENI.

- Para la energía reemplazada, se refiere a la energía que producen las plantas de carbón.
- Para la capacidad instalada eólico o solar es dicha variable.
- **Relativo al futuro inicial:** el parámetro es una serie de tiempo que tiene una trayectoria definida en la simulación inicial; existe un factor de multiplicación para cada futuro, en todos los años.
- **Relativo al futuro inicial en 2050:** igual al caso anterior, pero se multiplica el año del 2050 e interpola el resto de los años, siguiendo la misma tasa de cambio de la serie de tiempo del futuro inicial.

Cada módulo cuenta con un libro de Microsoft Excel y un archivo de Python que debe utilizarse en cada etapa de la modelación, fluyendo de la A hasta la E (la Figura 26 muestra la ejecución secuencial hasta la D porque en ese último se producen los últimos archivos de las simulaciones; el módulo E es para analizar los resultados de las simulaciones de forma sistemática). El archivo de Python produce otros archivos separados por coma (.csv) o utilizados en otros códigos de Python (.pickle) que permiten transferir los resultados de un módulo a otro. Al conjunto de resultados de aplicar MAURISE-RD para una configuración del Cuadro 6 se le llama experimento.

A continuación, se describe el administrador de simulaciones y cada módulo:

- **Administrador de simulaciones:** contiene las entradas fundamentales para parametrizar el análisis. Su hoja de Excel permite ingresar:
 - La definición de los escenarios a modelar, es decir, sus nombres y la cantidad de capacidad a sustituir por tipo de tecnología.
 - La cantidad de futuros para generar múltiples simulaciones.
 - Los parámetros anuales de costos (de capital, de operación fijo y de operación variable) de la generación y el almacenamiento, eficiencia de las plantas y costos de externalidades para cada tipo de combustible.
 - El horizonte de simulación: año inicial y final de las simulaciones
 - Otras entradas para cuantificación económica: la tasa de descuento, el año base para el valor presente neto.
- **Módulo A – Demanda:** procesa insumos del Plan Energético Nacional (PEN) para calibrar la demanda a 2035 (último año del PEN). Luego, utiliza como *driver* el Producto Interno Bruto (PIB) y la intensidad energética para proyectar las demandas sectoriales para años posteriores al 2036. Se asume que no existe un cambio en la composición de la demanda por vector energético.
- **Módulo B – Oferta:** se introducen los proyectos planeados (Cuadro 4) para suplir la demanda futura de energía anual. Se introducen otros proyectos no-planeados acordes a cada escenario. En el módulo de oferta también se deben de



especificar metas de penetración de energías renovables no convencionales mínimas a cumplir. Endógenamente, el módulo de oferta asegura que a nivel anual exista un balance energético para todos los años de simulación. Para lograr los objetivos anteriores:

- Se cambia el factor de planta anual de las plantas térmicas. Si se incrementa, se logra suplir más demanda; es aplicable cuando se introduce un proyecto nuevo de más capacidad pensado para suplir demandas de mediano plazo. Si se disminuye, es para lograr cumplir metas de generación renovable no convencional. En el último caso, se deben respetar los mínimos técnicos de cada tecnología, pues no es posible operar las plantas térmicas por debajo de estos mínimos.
- Introducir proyectos no planeados de ERNC. En este caso, se introducen proyectos de energía solar y eólica para suplir la demanda futura en una proporción definida por el experimento. La capacidad instalada de ERNC que se agrega al sistema depende del déficit neto de energía para suplir la demanda y suplir la meta de renovables.
- **Módulo C – Análisis horario:** En este módulo se realizan ajustes al balance anual considerando 2 aspectos de la operación diaria y estacional:
 - Variaciones mensuales y horarias en la demanda de energía eléctrica.
 - Variaciones mensuales y horarias en la oferta de energías renovables no convencionales.

Se utilizan los datos históricos de la generación anual, mensual y diaria del Organismo Coordinador para obtener parámetros que permitan modelar los 2 aspectos mencionados anteriormente. En el módulo de análisis horario, también se modela el perfil de carga y descarga para una batería dimensionada de forma aleatoria pero que está en función directamente proporcional a la capacidad instalada de fuentes renovables no convencional: el parámetro aleatorio, el cual se incluyen en el experimento, es la capacidad de potencia de las baterías como porcentaje de capacidad de fuentes eólica en tierra y solar (resultado del Módulo B). Con esta información, se implementan tres acciones:

- Se determina el perfil de carga y descarga de un día de máxima demanda de cada mes del almacenamiento dimensionado con el objetivo de recortar picos de demanda.
- Cuando la batería es insuficiente para recortar todos los picos en algún día de algún mes, se incorpora capacidad de motores de combustión interna adicionales. Esta acción también se realiza si el sistema tiene un margen de reserva insuficiente.

- Se actualiza la capacidad instalada nueva de generación y almacenamiento al parque de generación producido en el Módulo B.

En el módulo de análisis horario se incorpora la sustitución de plantas de carbón, la cual es una acción clave para los escenarios de renovables. Finalmente, las salidas del Módulo C sobrescriben las del Módulo B.

- **Módulo D – Cuantificación de métricas:** se utilizan los valores de actividad consolidados en el módulo C (es decir, capacidad instalada y generación de electricidad por fuente) de cada año para calcular las siguientes variables:
 - Consumo de combustible fósil (carbón, gas natural, o *fuel oil*) utilizando el rendimiento de las plantas.
 - Costos de capital para generación y transmisión utilizando los costos unitarios de capital y multiplicarlos por la capacidad instalada nueva.
 - Costos de operación y mantenimiento fijos utilizando los costos unitarios de operación y mantenimiento fijos y multiplicarlos por la capacidad instalada total.
 - Costos de operación variables utilizando los costos unitarios variables de combustible y no combustible y multiplicarlos por la generación (o el consumo de combustible).
 - La cantidad de empleos utilizando factores de empleo de construcción y de operación y mantenimiento; luego, multiplicarlos por la capacidad instalada nueva. Los empleos de construcción son temporales, mientras que los de operación y mantenimiento son fijos.
 - Las emisiones, utilizando la intensidad de emisiones por fuente de generación multiplicadas por la generación respectiva.

El módulo D produce un archivo de salida que contiene tanto las métricas como las variables de actividad en los siguientes niveles: escenario, futuro, año, tecnología. El archivo que produce el módulo D luego se pasa a un visualizador de resultados para generar los gráficos de análisis. Algunos gráficos permiten comprender el peso de cada variable de salida sobre las métricas, mas no de forma sistemática.

- **Módulo 5 – Análisis estadístico de las simulaciones:** este módulo post procesa los datos generados por todos los módulos de forma sistemática, aplicando los criterios de la sección 3.1., es decir, encontrando las simulaciones con mejor desempeño en las métricas de interés (considerando futuros y escenarios, sumando 5 005 simulaciones al excluir el BAU).

6.5. Consideraciones y datos para la modelación

En esta sección se presentan datos y supuestos específicos utilizados para la evaluación de la descarbonización, aplicados en cada uno de los módulos y para cada uno de los escenarios descritos en la sección 2.1., es decir: el escenario base, el escenario de referencia, el escenario de gas natural y el escenario de renovables. La mayoría de los parámetros son comunes para todos los escenarios; las excepciones son: la generación con ERNC meta en cada año y la configuración de la sustitución de las plantas.

6.5.1. Módulo de demanda


El módulo de demanda (módulo A) tiene la función primordial de los datos presentados en las tablas del PEN (documento en línea), mostrando demandas energéticas por sector de consumo y vector energético. Los principales elementos sobre esta demanda se han explicado en la sección 2.2. Otro aspecto relevante es la generación de múltiples demandas que se mueven en relación con el crecimiento del PIB y la intensidad energética, parámetros que aparecen en el Cuadro 6.

Como esta evaluación está centrada en la descarbonización de la generación del sector eléctrico, se excluye el modelado explícito de políticas de descarbonización energética como mayor demanda de transporte eléctrico o la reducción por generación distribuida. Un análisis de la simulación inicial desarrollado durante análisis preliminares en este estudio indicó que el aumento de la demanda a nivel de generación del SENI sería de un 7 % más alta que la del escenario base en el año 2050; no obstante, el experimento de demanda captura este y otros valores posibles.

6.5.2. Módulo de oferta

El módulo de oferta (módulo B) toma las estadísticas del Organismo Coordinador para definir la capacidad instalada inicial del modelo (sección 1.2.), así como los proyectos planeados según los criterios explicados en la sección 2.2., provenientes del PEN y plan de largo plazo del Organismo Coordinador.

La capacidad instalada crece en función de la demanda (Módulo A) y el porcentaje de generación de ERNC (sección 2.1.) para las características de los escenarios analizados). Todos los escenarios aumentan su porcentaje de ERNC con energía solar y eólica en tierra en la misma proporción; es decir, si se requieren 100 GWh de generación ERNC para suplir la meta de la simulación, 50 GWh vendrán de solar y 50 GWh de eólico. Para despejar la capacidad instalada nueva renovable se debe tomar el factor de planta: 21.5 % para solar fotovoltaico y 35 % para eólico, tomando como referencia el PEN. El factor de planta de hidro varía entre 20 % y 40 %. Estos



factores de planta anuales son constantes para todos los años. Para eólico en mar se utiliza un factor de capacidad de 50 %, pero solamente se emplea en sustituciones de Punta Catalina (sección 6.5.3.).

Si la capacidad instalada de proyectos térmicos es muy alta y no se logra alcanzar la meta definida, se reduce el factor de planta de las plantas de ciclo combinado y turbinas a gas, generación a carbón o motores de combustión hasta niveles mínimos anuales: 20 %, 60 % y 8 %, respectivamente. Estos criterios pueden cambiar en el módulo de análisis horario. Si para alcanzar la meta de ERNC hay que bajar de estos mínimos, entonces no se alcanza la meta.

Cuando el modelo se queda sin suficiente capacidad para suplir la demanda, propone proyectos no planeados. En el escenario base la nueva capacidad, exceptuando la necesaria para alcanzar la meta de ERNC, se suple con gas natural. Por lo tanto, el gas natural es la tecnología predominante en el escenario base. La generación a *fuel oil* no disminuye de forma considerable pues no es necesario alcanzar altas metas de ERNC y tampoco se introducen nuevos proyectos de generación a carbón.

El resultado del módulo B es una serie de tiempo anual de generación y capacidad instalada por tecnología y vector primario de energía. Esta simulación no considera la variación estacional y diaria de la demanda o de la oferta de los recursos renovables, pero sirve como base para ilustrar el escenario. Los ajustes se realizan en el módulo C.

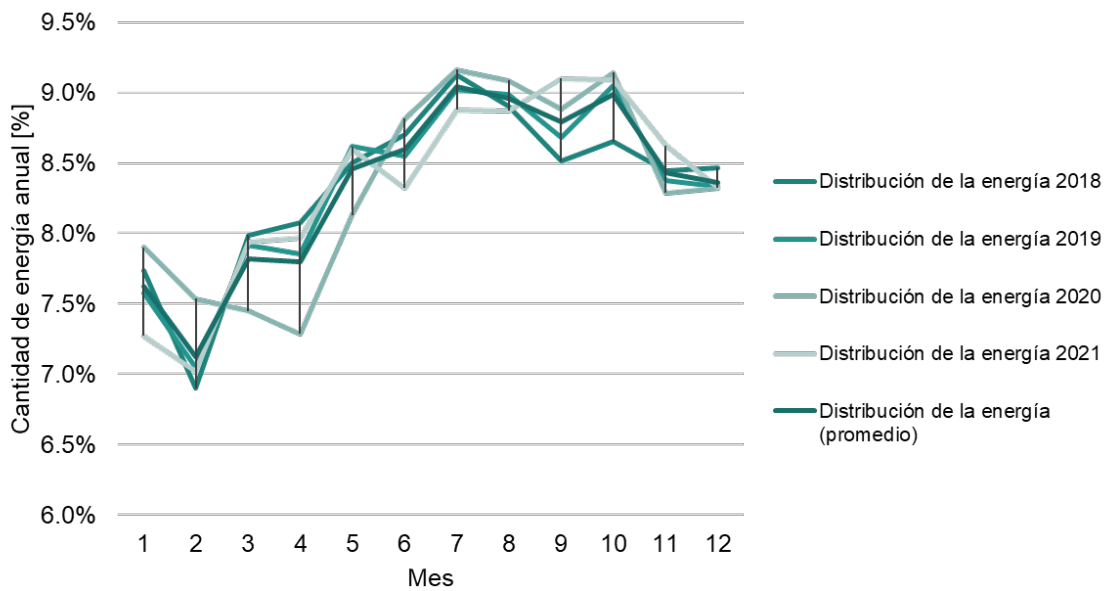
6.5.3. Módulo de análisis horario y sustituciones

El módulo de análisis horario y sustituciones (módulo C) ajusta los resultados del módulo B para reflejar variaciones estacionales y diarias, reflejar la operación posible de las baterías, agregar nueva capacidad cuando el análisis anual se queda corto de generación o de potencia firme y calcular la capacidad de los proyectos sustitutos para la generación a carbón.

La memoria anual del Organismo Coordinador presenta la generación del SENI mensual. La Figura 27 muestra cómo se distribuye la energía en cada mes: los meses de febrero son de 7 % de consumo de la energía eléctrica anual, mientras que los meses de julio y octubre consumen cerca del 9 %. Los informes diarios del Organismo Coordinador muestran la demanda horaria de energía para cada día. Por tiempo de procesamiento de datos, se tomó el día de máxima demanda de cada mes para descargar estos datos. Se asume que el día de máxima demanda es representativo del mes. Una mejora futura del modelo es tomar una muestra más grande de datos de demanda diaria y definir un día típico semanal.

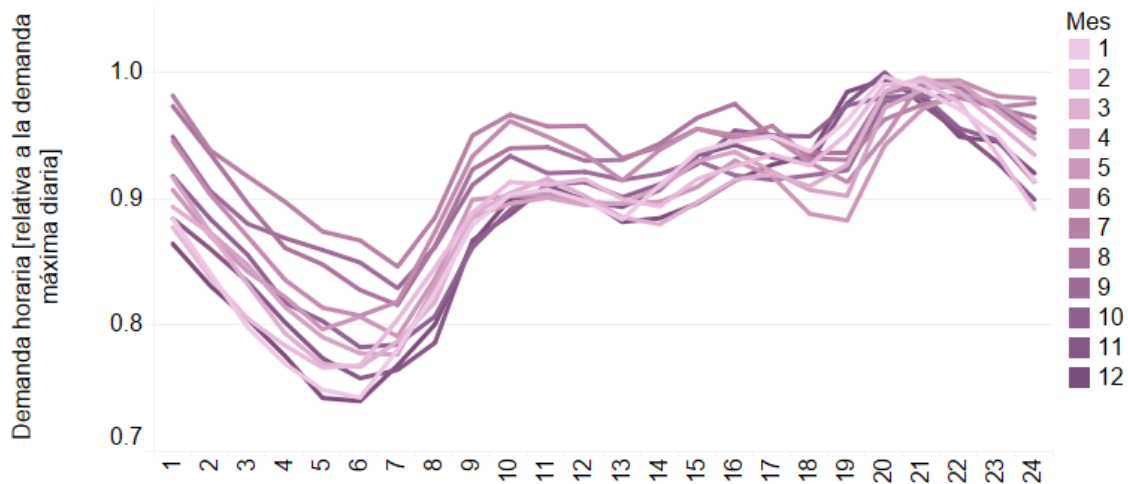
La Figura 29 muestra la variación histórica de los factores de capacidad para la tecnología eólica en tierra y solar fotovoltaica. Estos perfiles se ajustan a los factores de capacidad anuales de energías renovables que se utilizan en módulo B. Los perfiles se utilizan junto con la capacidad instalada del módulo B para obtener la energía intermitente que se debe despachar, almacenar, o verter en cada hora del año. Para definir la energía a almacenar, se considera la capacidad de almacenamiento mencionada en el Cuadro 6, considerando 4 horas de almacenamiento. Se simula que las baterías realicen un recorte de picos (*peak shaving* por sus siglas en inglés) hasta donde tenga capacidad la batería.

Figura 27. Perfil de demanda eléctrica mensual para República Dominicana.



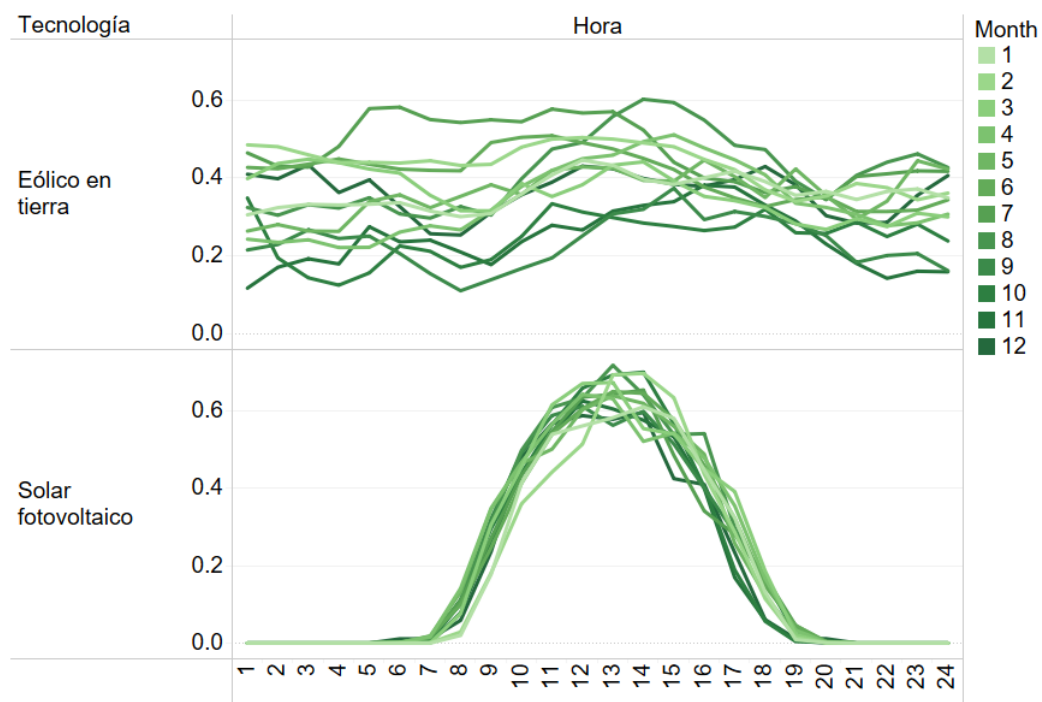
Fuente: Elaboración propia con base en memorias anuales del Organismo Coordinador.

Figura 28. Perfil de demanda horaria relativa a la demanda horaria promedio.




Fuente: Elaboración propia con base en generación diaria del día de máxima demanda, disponible en sitio del Organismo Coordinador.

Figura 29. Perfiles horarios de factor de capacidad para tecnologías renovables intermitentes.



Fuente: Elaboración propia con base en generación diaria del día de máxima demanda, disponible en sitio del Organismo Coordinador.



Si la generación de ERNC es superior a la demanda y la capacidad de las baterías es insuficiente, pueden existir vertimientos donde la producción no se aprovecha totalmente, lo cual podría disminuir la eficiencia económica del sistema.

La generación a ciclo combinado y turbinas de gas es la tecnología flexible que permite variaciones para cubrir la demanda en las horas en las que la energía renovable (considerando el almacenamiento) no tiene suficiente oferta; en ninguna hora esta tecnología supera el 90 % de su capacidad nominal. Se asume que el factor de capacidad del parque térmico a carbón es aproximadamente 80 % cada hora; hay ligeras variaciones donde disminuye su despacho por la oferta de energía solar. El resto de la oferta la suplen los motores de combustión interna, los cuales utilizan *fuel oil* o gas natural. Todo lo anterior ocurre con la capacidad instalada del módulo B.

Si en alguna hora de algún año simulado no hay suficiente capacidad o no se cumple con el margen de reserva (sección 2.2.), se incrementa la capacidad de los motores de combustión interna. Las simulaciones horarias basadas en reglas ofrecen una solución técnica plausible, con cierta similitud a una operación típica del SENI. No obstante, se recomienda a futuro representar de forma más precisa las reglas del mercado eléctrico, por ejemplo, el orden de mérito por planta. El modelo MAURISE-RD de momento representa las tecnologías de generación de manera agrupada y a futuro podría desagregarse más para que sea modelado por planta.

Para la sustitución de la generación a carbón, si la tecnología sustituta es reconversión a biomasa o a gas, se sustituye la misma capacidad de la planta de carbón sustituida. En caso contrario, se sustituye el equivalente de la generación que produciría la potencia instalada de la planta sustituida a un factor de planta de 80 %, el cual es ligeramente mayor al histórico reportado en las estadísticas del Organismo Coordinador, que ronda el 75 %. Luego, los factores de capacidad de las tecnologías solar, eólica en tierra y eólica en mar determinan la capacidad a instalar necesaria. Este procedimiento se realiza antes de simular el despacho renovable, el recorte de picos de las baterías y el ajuste de despacho térmico.

6.5.4. Módulo de métricas

El módulo de métricas (módulo D) cuantifica costos, empleos y emisiones de la solución técnica encontrada en el módulo C. Los costos tomados de las estadísticas del Organismo Coordinador que estaban en unidades de pesos dominicanos se cambiaron a dólares de los Estados Unidos de América a una tasa de 55 RD\$ por cada 1 US\$. A continuación, se enlistan datos y consideraciones relevantes en las estimaciones:

- **La vida útil de los proyectos es 25 años** para proyectos solares fotovoltaicos y eólicos en tierra, 30 años para proyectos eólicos en mar, 15 años para las baterías y 30 años para las demás tecnologías. Cuando se cumple la vida útil, se debe invertir el CAPEX equivalente del año de renovación para mantener la misma capacidad instalada de generación o baterías.
- **Los parámetros de costo de capital (CAPEX) unitario y de operación y mantenimiento (OPEX) unitario** aplicables a las **centrales de generación solar, eólica en tierra y eólica en mar** fueron consultados de la resolución SIE-064-2022. El Cuadro 16 muestra los valores de estos CAPEX unitarios.

Cuadro 16. Valores de costos de capital unitarios CAPEX, operación y mantenimiento unitarios OPEX en US\$/kW para el año 2022 utilizados para el estudio.

Tecnología	CAPEX	OPEX
Solar	1023.5	15.33
Eólico terrestre	1688	26.47
Eólico marítimo	3185	110.56

Fuente: tomado de (CNE, 2022b).

- El Cuadro 17 muestra las **trayectorias para el CAPEX unitario de las tecnologías de generación renovable** normalizadas al año 2021, las cuales se basan en los valores del 2022 del Cuadro 16. Para el año 2051 y hasta 2060, los valores son iguales que en 2050. También se incluye una disminución de las tecnologías a gas natural, que incluyen ciclos combinados y turbinas.

Cuadro 17. Trayectorias de costos de la generación renovable normalizadas al año 2021,

Parámetro al cual aplica	Set	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CAPEX unitario	Solar FV	0.96	0.84	0.64	0.62	0.59	0.56	0.53
	Eólico en tierra	0.96	0.85	0.67	0.64	0.61	0.57	0.54
	Eólico en mar	0.95	0.88	0.81	0.77	0.74	0.71	0.69
	Gas natural	0.93	0.91	0.88	0.86	0.84	0.82	0.81
OPEX unitario	Solar FV	0.97	0.88	0.74	0.72	0.69	0.67	0.64
	Eólico en tierra	0.99	0.96	0.91	0.88	0.85	0.81	0.78
	Eólico en mar	0.97	0.90	0.82	0.77	0.74	0.71	0.68

Fuente: Annual Technology Baseline (NREL, 2022)

- El Cuadro 18 muestra **costos en función de la capacidad que son constantes** en el horizonte de simulación; incluyen costos de CAPEX y OPEX del parque térmico de la generación con hidroelectricidad y biomasa.

Cuadro 18. Costo en US\$/kW que son constantes en el horizonte de simulación.

Parámetro	Tecnología	Costo
CAPEX unitario	Biomasa (reconversión)	38.46
	Gas natural (ciclos combinados) ¹	1084
	Gas natural (reconversión) ²	231
	Hidroelectricidad ¹	2769
	Motor de combustión ¹	1100
OPEX unitario	Hidroelectricidad ³	42.01
	Motor de combustión ¹	35.16
	Turbina de vapor (a carbón) ³	82
	Biomasa ³	29.37
	Gas natural ¹	14.10

Fuente: 1 (CNE, 2022b), 2. INODU (2018), 3. Annual Technology Baseline (NREL, 2022)

- El Cuadro 19 muestra **costos nivelados de la electricidad ajustados a la trayectoria de reducción de energías renovables**. Para alcanzar estos costos nivelados en el largo plazo se requieren periodos de amortización mayores a 15 años; en 10 años los costos serían menores. Estos costos nivelados asumen que la generación solar y eólica en tierra de República Dominicana se aproximaría a las tendencias promedio mundiales (alrededor de 50 US\$/MWh en 2021) antes de 2030 y continuaría disminuyendo. Se toman como referencia los precios a 20 años de la resolución SIE-064-2022 (promedio simple de las regiones mostradas) y las trayectorias de reducción del *Annual Technology Baseline*. Estos costos son explorados ampliamente para reflejar variaciones en el costo unitario de las tecnologías.

Cuadro 19. Costos nivelados de la electricidad para generación renovable (US\$/MWh).

Tecnología	2021	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Solar FV	70.4	67.7	55.4	40.8	38.1	35.4	32.7	30.0
Eólico en tierra	78.5	75.6	60.2	43.0	40.9	38.7	36.6	34.4

Fuente: Elaboración propia

- Los **costos variables de generación no combustibles** se tomaron de las estadísticas del Organismo Coordinador: 2.54 US\$/MWh para el carbón, 1.35 US\$/MWh para el gas natural y 5.69 US\$/MWh para la biomasa; estos valores son para el año 2022 y se mantienen constantes hasta 2060.
- Para el **costo de la biomasa** se toma los costos variables del Organismo Coordinador para la generación a vapor con biomasa disponible en sus estadísticas. El costo puede ascender hasta el costo de biomasa importada disponible en el *Estudio de la Producción Actual y Potencial de Biomasa en República Dominicana y su Plan de Aprovechamiento para la Generación de Energía* (CNE, 2018). Este costo es de 39 US\$/MWh pero se llega a multiplicar por un factor mayor a 1 y hasta igual a 5 en el experimento.
- Para los **costos de los combustibles** que se muestran en el Cuadro 20, se utilizaron los valores históricos del OC como referencia y se asumió una trayectoria futura (aplicable para el futuro inicial) basada en el promedio de la trayectoria prevista por CME Group (CME Group, 2023) y el World Economic Outlook (IMF, 2022), hasta el 2024. Para años posteriores se utilizaron las proyecciones del World Energy Outlook (AIE, 2021).

Cuadro 20. Costos de combustible utilizados en el futuro inicial.

Combustible	2021	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas natural (US\$/MMBTU)	6.76	9.79	13.71	6.69	6.80	6.91	7.02	7.14
Carbón (US\$/ton)	98.00	187.19	155.43	65.45	64.06	62.66	61.27	60.15

Fuente: Elaboración propia basada en OC, (2022), (IMF, 2022), (CME Group, 2023) y (AIE, 2021).

- El **rendimiento de las plantas** se tomó a partir de datos del Organismo Coordinador: Barahona con 5.3E-4 ton/kWh, Itabo I y II con 4.7E-4 y Punta Catalina con 3.7E-4 ton/kWh. Además, para las plantas a gas natural se tomó 0.0091 MMBTU/kWh y para la biomasa un 25 % de eficiencia en la conversión de energía primaria a electricidad.
- La **generación con fuel oil** se toma como el costo variable de la producción que las estadísticas del Organismo Coordinador presentan, con un valor de 142 US\$/MWh. A 2025 este valor disminuye a 118 US\$/MWh, pero a 2050 subiría a 148 US\$/MWh, en línea con la trayectoria creciente de los costos del barril de crudo presentada en el WEO 2022.
- Las proyecciones de los **parámetros para las baterías de ion de litio** se tomaron del *Annual Technology Baseline 2022*, publicado por National Renewable Energy Laboratory (NREL); se muestran en el Cuadro 21.

Cuadro 21. Parámetros relacionados con las baterías de ion de litio.

Parámetro	Unidades	2019	2020	2021	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energía CAPEX	US\$/kWh	369	369	309	292	276	242	194	189	185	180
Potencia CAPEX	US\$/kW	249	249	238	225	212	187	149	146	142	139
OPEX	US\$/kWh	9.2	9.2	7.7	7.1	5.4	3.94	3.7	3.5	3.2	2.95
OPEX	US\$/kW	6.4	6.2	5.96	5.8	5.3	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Eficiencia	%	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85

Fuente: tomado de NREL, (2022).

- El Cuadro 22 muestra las **externalidades de contaminación local** utilizados, del reporte *Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level Estimate del International Monetary Fund (IMF)*.

Cuadro 22. Externalidad por salud local en US\$/GJ.

Combustible	2019
Carbón	2.8
Gas Natural	0.12

Fuente: tomado de IMF, (2019).

- **Los factores de empleo** por unidad de capacidad se toman de reportes internacionales (Greenpeace, 2019; Teske, 2019), los cuales sugieren un multiplicador de 3.13 sugerido para América Latina. El factor de construcción e instalación se aplica para la nueva capacidad, mientras que los factores de operación y mantenimiento aplican para la capacidad instalada total (Cuadro 23).

Cuadro 23. Parámetros para estimación de empleos.

Vector energético	Construcción/ Instalación (empleos año/MW)	Operación y mantenimiento (empleos/MW)
Carbón	11.4	0.14
Gas	1.8	0.14
Biomasa	14	1.5
Eólico (terrestre)	3	0.3

Eólico (marítimo)	6.5	0.15
Sol	3.5	0.7

Fuente: tomado de Greenpeace, (2019) y Teske, (2019).

- Para los factores de emisión de GEI se utilizaron insumos de un inventario del documento “Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para la Subcategoría Industrias de la Energía” (GIZ, 2020), (Cuadro 24).

Cuadro 24. Factores de emisión utilizados en el estudio.

Combustible	Factores de emisión (Gg CO ₂ e/GWh)
<i>Fuel oil</i>	0.57
Gas natural	0.47
Carbón	1.23

Fuente: tomado de GIZ, (2020).

7. Apéndices

7.1. Caso de estudio: Inclusión de generación hidroeléctrica

El presente apéndice busca estudiar un escenario de integración de energía hidroeléctrica al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de 300 MW durante los años 2025 al 2050. Este análisis fue compartido por colaboradores del Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC).

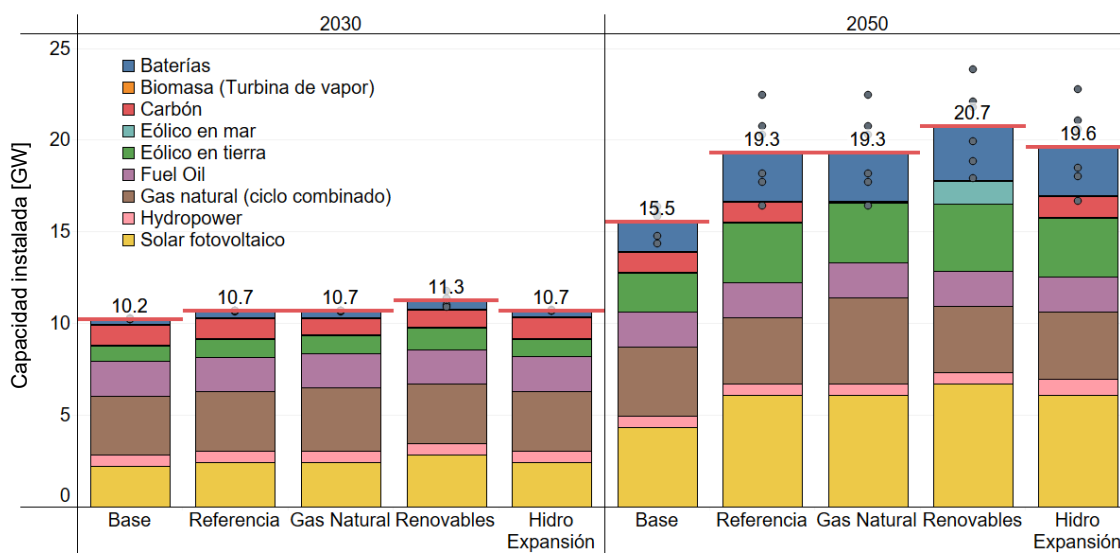
Se estudia cómo la inserción del escenario propuesto afecta a largo plazo la capacidad instalada, la generación inyectada, las emisiones de GEI y los costos económicos de la implementación de la tecnología hidroeléctrica. A continuación, se analizan las gráficas obtenidas a través del software de modelación MAURISE-RD considerando el Plan de Expansión de la empresa EGEHID (EGEHID, 2019), un factor de capacidad base para plantas hidroeléctricas de 0.3 y valores mínimos y máximos de 0.2 y 0.4, respectivamente.

Se utilizaron en la corrida del software 5 escenarios.

7.1.1. Capacidad instalada

La Figura 30 muestra que, si se integra los 300 MW de hidroeléctrica, se estima que se debe tener un incremento de la capacidad instalada a largo plazo en el SENI de 4.1 GW con respecto al escenario Base para el 2050.

Figura 30. Capacidad instalada integrando el escenario hidro en el año 2030 y 2050.



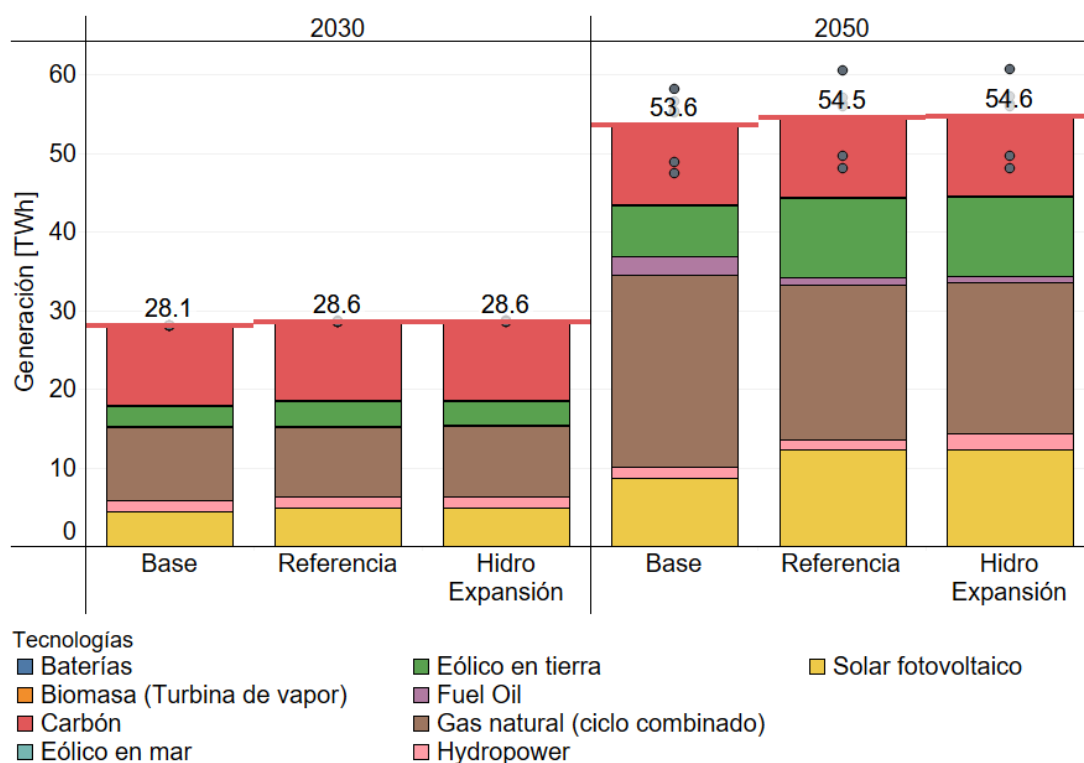
Fuente: Elaboración propia

El escenario Hidro-Expansión trabaja bajo el supuesto de que esta tecnología tiene un factor de capacidad bajo. Lo anterior produce que se incremente la capacidad instalada de otras tecnologías renovables y complementarias, de manera que, respecto al escenario base, la solar fotovoltaica aumenta de 4.31 GW a 6.06 GW, la eólica de 2.15 GW a 3.30 GW y el almacenamiento de 1.59 GW a 2.62 GW.

7.1.2. Generación de energía

La Figura 31 muestra que, por introducir los 300 MW de hidroeléctrica, se estima un incremento de la generación de energía en el SENI de 1 TWh con referencia al escenario Base en el 2050.

Figura 31. Generación de energía integrando el escenario hidro en el año 2030 y 2050.



Fuente: Elaboración propia

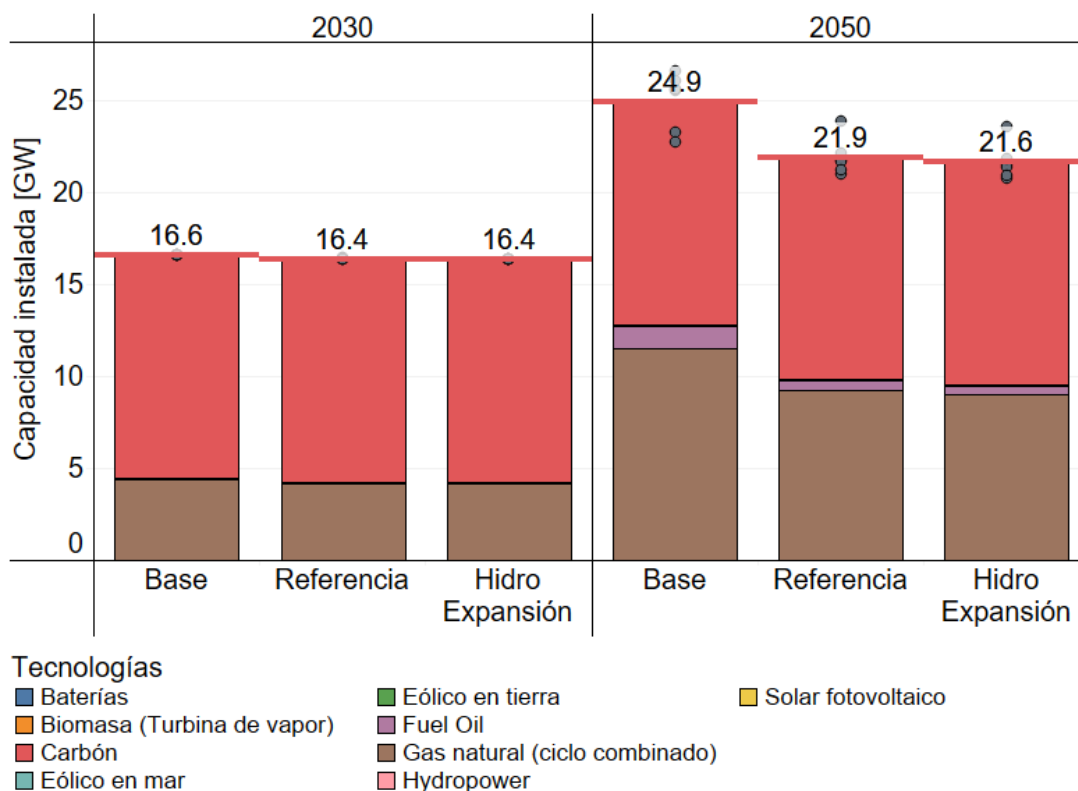
A largo plazo, el escenario Hidro-Expansión conduce a la generación de energía con un aumento de las tecnologías renovables y disminuye la cantidad de energía generada por gas natural y *fuel oil*, disminuyendo la dependencia de tecnologías derivadas de combustibles fósiles.

En este escenario se mantiene la generación de energía por carbón y aumenta las inyectadas por las renovables solar-fotovoltaicas y eólicas en tierra.

7.1.3. Emisiones de GEI

La Figura 32 muestra las emisiones en MtCO_{2e} que se reduce a largo plazo al integrar el escenario Hidro a la simulación. Con el escenario Hidro, se reduce 3.3 MtCO_{2e} con respecto al escenario Base y 0.3 MtCO_{2e} respecto al de Referencia.

Figura 32. Emisiones de gases de efecto invernadero integrando el escenario hidro (MtCO_{2e}).



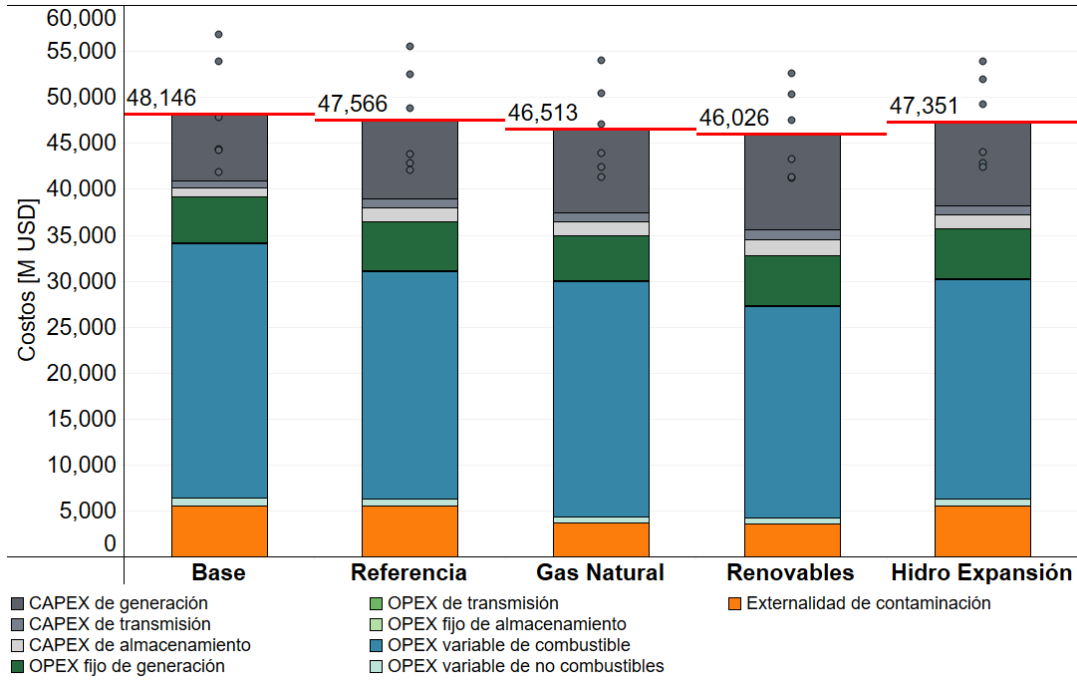
Fuente: Elaboración propia

7.1.4. Métricas socioeconómicas

En la Figura 33 se muestra que en el escenario Hidro se ahorrarían US\$ 795 millones en el largo plazo.

Aunque existe incertidumbre en las estimaciones de los costos, el análisis muestra que en la mayoría de los futuros en el escenario Hidro, además de tener un ahorro, reduce las emisiones de GEI y la contribución al efecto invernadero, por lo que se reducen los efectos negativos de la contaminación atmosférica y sobre la salud humana.

Figura 33. Costos relacionados integrando el escenario hidro.



Fuente: Elaboración propia

