

# La transición energética de América Latina y el Caribe

---

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050



---

Contexto actual y caminos para el futuro

**República Dominicana**

**La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro en República Dominicana**

Este documento ha sido publicado bajo la Presidencia Ejecutiva de Sergio Díaz-Granados y la Vicepresidencia Corporativa de Programación Estratégica de Christian Asinelli.

**Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital**

Antonio Silveira  
Sandra Conde  
Frank Vanoy  
Ernesto Rimari

**Coordinador de la publicación**

Juan Ríos

**Autores**

MRC Consultants and Transaction Advisers (España): Fernando Álvarez, Carlos Migués, Santiago Conchillo, Nicolás Stern, Juan Pablo Palacios y Leandro Iturralde.

PSR Energy Consulting and Analytics (Brasil): Silvio Binato, João Pedro Bastos, Weslly Moraes, Juliana Xavier, Bruno Peixoto, Matheus Gonçalves, Daniel Costa y João Marcelo Silvano.

**Gestión editorial**

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

**Revisión editorial y corrección de estilo**

Ana Gerez

**Diseño gráfico**

<https://cleiman.com>

**Fotografías**

Banco de imágenes de CAF, Adobe Stock y pixabay.com/

**© CAF 2024**

Las ideas y planteamientos contenidos en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen la posición oficial de CAF. Los términos empleados y la presentación de los datos que en ella aparecen no implican toma alguna de posición por parte de CAF en cuanto al estatuto jurídico de los países, territorios, ciudades o regiones ni respecto de sus autoridades, fronteras o límites.



# La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

---

Contexto actual y caminos para el futuro República Dominicana

## Resumen ejecutivo



## Introducción



## Caracterización del sistema eléctrico de República Dominicana

Caracterización del país y su matriz energética	32
Marco institucional y agentes del sector	33
Caracterización del sistema de generación	35
Caracterización del sistema de transmisión	36



## Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

<b>Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética</b>	<b>40</b>
<b>Estructura y funcionamiento sectorial</b>	<b>44</b>
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
<b>Políticas de transición energética</b>	<b>46</b>
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	

<b>Planeamiento y regulación sectorial</b>	<b>52</b>
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
<b>Iniciativas de organismos multilaterales</b>	<b>54</b>



## Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

<b>Metas de la transición</b>	<b>57</b>
<b>Proyección de los precios de los combustibles</b>	<b>59</b>
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Proyección de los precios del carbón	
<b>Tecnologías candidatas para la expansión</b>	<b>67</b>
<b>Supuestos adoptados en la expansión del sistema</b>	<b>71</b>
Demanda potencial	
Generación distribuida	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Eficiencia energética	
Demanda final	
Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo	



## Análisis de la expansión del sistema eléctrico de República Dominicana

<b>Caso de BAU</b>	<b>88</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Caso de transición energética</b>	<b>98</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Comparación de los casos de BAU y TE</b>	<b>107</b>
<b>Inversiones en transmisión</b>	<b>116</b>
<b>Inversiones en distribución</b>	<b>119</b>
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	





## Ejes de acción en República Dominicana

## Referencias

## Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

## Apéndice 4: Inversiones en transmisión



## Conclusiones

## Apéndice 1: Adiciones de capacidad

## Apéndice 3: Inversiones en generación

## Apéndice 5: Mapas del potencial renovable eólico y solar

## Apéndice 6: Criterios considerados para el análisis sectorial

## Apéndice 8: Metodología para el cálculo de los supuestos

## Apéndice 7: Propuesta metodológica

## ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



<b>Cuadro 2.1</b>	Especificaciones de la línea de transmisión	38
<b>Cuadro 3.1</b>	Brechas y posicionamiento en República Dominicana	42
<b>Cuadro 3.2</b>	Estado de situación de la regulación en electromovilidad	49
<b>Cuadro 4.1</b>	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	58
<b>Cuadro 4.2</b>	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	68
<b>Cuadro 4.3</b>	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	69
<b>Cuadro 4.4</b>	Proyectos considerados en el plan de expansión	85
<b>Cuadro 6.1</b>	Ejes de actuación en la transición energética de República Dominicana	134
<b>Figura 2.1</b>	Zonas y flujo de energía presentes en el SENI	37
<b>Figura 2.2</b>	Ubicación de las líneas de transmisión y centrales del SENI	38
<b>Figura 5.1</b>	Distribución de parques eólicos y solares en República Dominicana	117
<b>Figura 6.1</b>	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	129

## ÍNDICE DE GRÁFICOS



<b>Gráfico 2.1</b>	Canasta de capacidad instalada en el sistema dominicano al finalizar 2024	36
<b>Gráfico 4.1</b>	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	61
<b>Gráfico 4.2</b>	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	61
<b>Gráfico 4.3</b>	Proyección de precios Henry Hub	63
<b>Gráfico 4.4</b>	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	63
<b>Gráfico 4.5</b>	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	64
<b>Gráfico 4.6</b>	Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias	65
<b>Gráfico 4.7</b>	Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base	65
<b>Gráfico 4.8</b>	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	70
<b>Gráfico 4.9</b>	Curva de costos para baterías	70
<b>Gráfico 4.10</b>	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	72
<b>Gráfico 4.11</b>	Crecimiento y proyección del PIB	73
<b>Gráfico 4.12</b>	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	74

### Gráfico 4.13

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida 75

### Gráfico 4.14

Datos de proyectos de GD instalados en República Dominicana 76

### Gráfico 4.15

Curva de adopción de la generación distribuida 78

### Gráfico 4.16

Proyección de la demanda en el sector del transporte 79

### Gráfico 4.17

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte 80

### Gráfico 4.18

Consumo de electricidad de la flota de vehículos 81

### Gráfico 4.19

Porcentaje de la demanda por electromovilidad *versus* demanda potencial 81

### Gráfico 4.20

Distribución de la demanda en los sectores de la economía dominicana 82

### Gráfico 4.21

Proyección de las ganancias de eficiencia 83

### Gráfico 4.22

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios 83

### Gráfico 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema dominicano en el caso de BAU 89

### Gráfico 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema dominicano hasta 2050 en el escenario de BAU 90

### Gráfico 5.3

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema dominicano en el caso de BAU 91

### Gráfico 5.4

Canasta de generación anual en el sistema dominicano en 2024 92

### Gráfico 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema dominicano en 2024 92

### Gráfico 5.6

Despacho típico diario en el sistema dominicano en 2024 93

### Gráfico 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema dominicano en el caso de BAU 94

### Gráfico 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema dominicano en el caso de BAU 94

### Gráfico 5.9

Despacho típico diario en el sistema dominicano para el año 2050 en caso de BAU 95

### Gráfico 5.10

Costos marginales anuales en el sistema dominicano en el caso de BAU 96

### Gráfico 5.11

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema dominicano en el caso de BAU 97

### Gráfico 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema dominicano en el caso de TE 99

### Gráfico 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema dominicano hasta 2050 en el caso de TE 100

### Gráfico 5.14

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema dominicano en el caso de TE 100

### Gráfico 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema dominicano en el caso de TE 102

## Gráfico 5.16

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema dominicano en el caso de TE 102

## Gráfico 5.17

Despacho típico diario en el sistema dominicano para el año 2040 en el caso de TE 103

## Gráfico 5.18

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema dominicano en el caso de TE 104

## Gráfico 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema dominicano el caso de TE 104

## Gráfico 5.20

Despacho típico diario en el sistema dominicano para el año 2050 el caso de TE 105

## Gráfico 5.21

Costos marginales anuales en el sistema dominicano en el caso de TE 106

## Gráfico 5.22

Evolución del perfil horario de costos dominicano en el sistema dominicano en el caso de TE 107

## Gráfico 5.23

Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema dominicano 109

## Gráfico 5.24

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema dominicano en los casos de BAU y TE 110

## Gráfico 5.25

Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050 111

## Gráfico 5.26

Comparación de la generación limpia total en el sistema dominicano en los casos de BAU y TE 112

## Gráfico 5.27

Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema dominicano en los casos de BAU y TE 113

## Gráfico 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación 114

## Gráfico 5.29

Evolución de los costos de operación 114

## Gráfico 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima 115

## Gráfico 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión dominicano por década 118

## Gráfico 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada) 120

## Gráfico 5.33

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada) 121

## Gráfico 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo 121

## Gráfico 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente 122

## Gráfico 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario 123

## Gráfico 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución 124



# Abreviaciones

<b>BAU</b>	Continuidad ( <i>business as usual</i> )
<b>BCIE</b>	Banco Centroamericano de Integración Económica
<b>CDEEE</b>	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
<b>CME</b>	Costo marginal unitario de expansión
<b>CMO</b>	Costo marginal unitario de operación
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>CSP</b>	Termosolar
<b>EDEESTE</b>	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este
<b>EDENORTE</b>	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte
<b>EDESUR</b>	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
<b>EE</b>	Eficiencia energética
<b>EMIIT</b>	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
<b>ER</b>	Energía renovable
<b>ERNC</b>	Energía renovable no convencional
<b>ETED</b>	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
<b>FV</b>	Fotovoltaica
<b>GD</b>	Generación distribuida
<b>GN</b>	Gas natural
<b>GW</b>	Gigavatio
<b>GWh</b>	Gigavatios por hora
<b>H<sub>2</sub></b>	Hidrógeno

<b>INDOCAL</b>	Instituto Dominicano para la Calidad
<b>INTRANT</b>	Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre
<b>Kt</b>	Kilotón o kilotonelada
<b>kV</b>	Kilovoltios
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas
<b>MM</b>	Mercado mayorista
<b>MMBtu</b>	Millón de unidades térmicas británicas
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>O&amp;M</b>	Operación y mantenimiento
<b>OC</b>	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
<b>PJ</b>	Pentajulio
<b>PMN</b>	Programa de Medición Neta
<b>SENI</b>	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
<b>SIE</b>	Superintendencia de Electricidad
<b>TE</b>	Transición Energética
<b>TEP</b>	Toneladas Equivalentes de Petróleo
<b>USD</b>	Acrónimo de dólares estadounidenses ( <i>United States dollar</i> )

# Resumen ejecutivo

## » América Latina y el Caribe posee un gran potencial para impulsar el desarrollo de las energías renovables y avanzar en el camino hacia la descarbonización.

Sin embargo, una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición energética y permitan lograr en las próximas décadas el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, depende del punto de partida y un buen conocimiento de las particularidades y posibilidades de cada país.

Este informe ofrece una visión comprensiva de la transición energética en República Dominicana, destacando tanto las oportunidades como los desafíos existentes hasta el año 2050.

Se analizan dos escenarios de expansión de la generación y transmisión de energía:

1. Caso de continuidad o *business as usual* (BAU), escenario que contempla una expansión del sistema eléctrico basada exclusivamente en criterios económicos.
2. Caso de transición energética (TE), que también considera una expansión económica, pero con restricciones en las emisiones del sector eléctrico y la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la reducción de gases de efecto invernadero (GEI).

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para el desarrollo del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo. Esto hará posible establecer los parámetros de

expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad) y los requerimientos asociados a la transmisión como resultado de dicha expansión, así como estimar los costos a nivel de distribución vinculados a elementos necesarios para llevar a cabo el proceso de transición energética (generación distribuida, electromovilidad y otros).

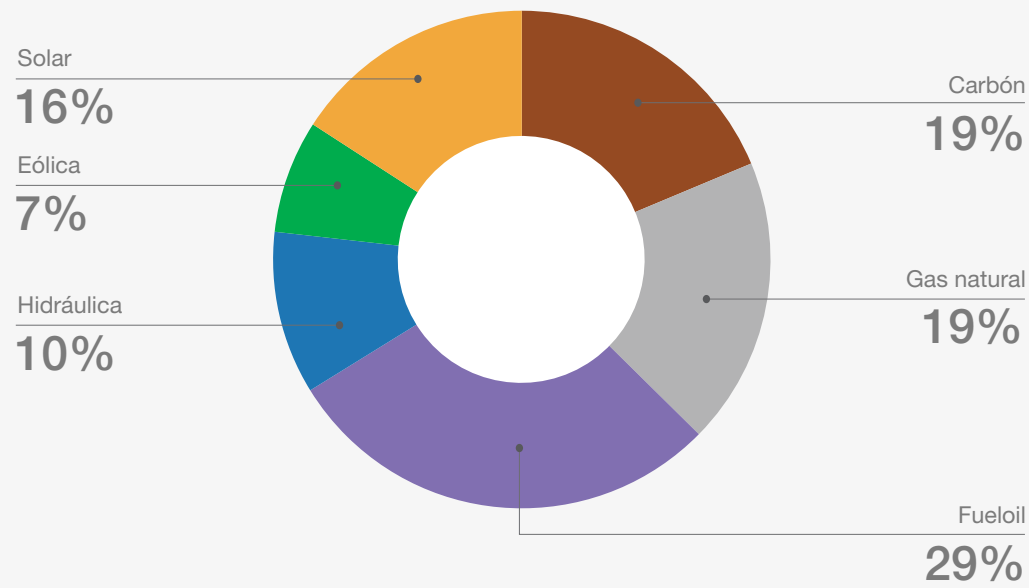
El análisis de las políticas de transición energética en República Dominicana revela brechas y áreas de mejora en varios aspectos clave. Aunque se han implementado incentivos fiscales para promover las energías renovables no convencionales (ERNC) y la capacidad instalada ha aumentado al 23 %, la penetración de estas tecnologías sigue siendo baja. Se han establecido precios de referencia para licitaciones con producción de ERNC, pero su efectividad aún no está probada. En cuanto a la eficiencia energética, se necesitan legislaciones específicas y una aprobación crucial del proyecto de ley correspondiente. Además, si bien se ha desarrollado un plan estratégico nacional para la electromovilidad, se requieren más incentivos para su promoción. Por otro lado, el hidrógeno verde carece de un marco regulatorio claro y específico, así como de una estrategia nacional para su desarrollo. La inserción de infraestructura de medición inteligente es incipiente, y se carece de normativa técnica que defina sus funcionalidades. En cuanto al gas natural, aunque se considera como un vector de transición, hace falta desarrollar regulación para sus redes y atraer inversiones, además de una coordinación regional.

En términos de políticas específicas, se destacan los esfuerzos para estimular las energías renovables, la aplicación de auditorías energéticas y la implementación de políticas de eficiencia energética. Sin embargo, aún falta claridad en áreas como la electromovilidad, el hidrógeno verde y las redes inteligentes. La efectividad de las normativas y la implementación de medidas futuras dependerán de la respuesta del mercado y la capacidad de adaptación de las políticas a las necesidades energéticas del país.

El sistema actualmente está compuesto mayoritariamente por centrales térmicas alimentadas con combustibles fósiles, representando el 67 % de la capacidad instalada total. La hidroelectricidad supone el 10 % de la capacidad, mientras que las ERNC suman el 23 %, como muestra el gráfico 1.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada en República Dominicana a finales de 2024



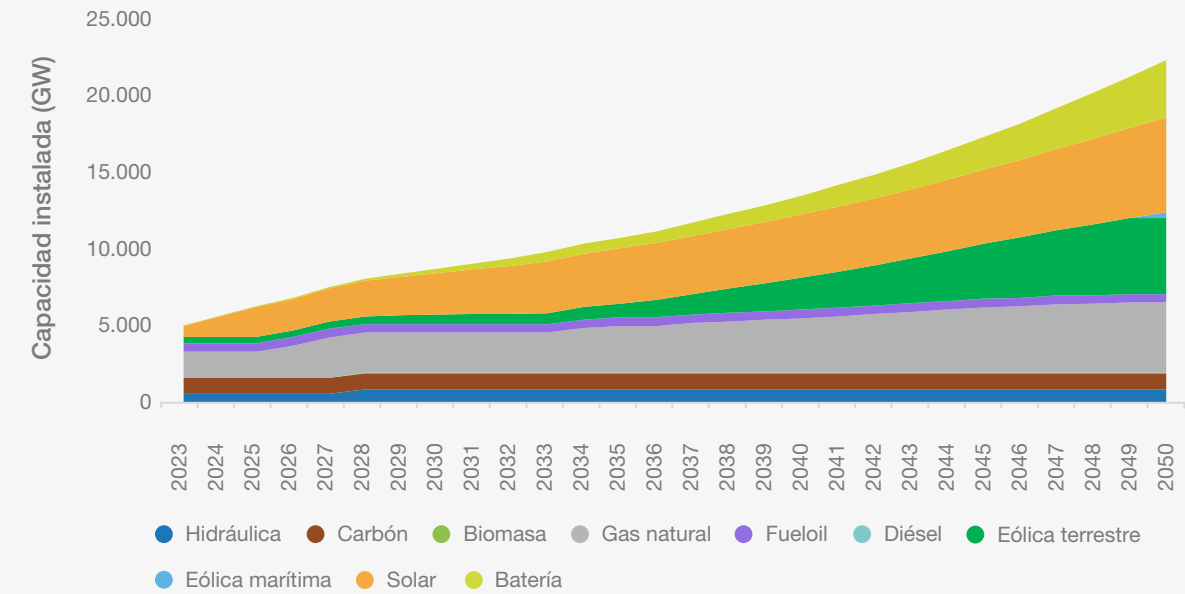
Fuente: Elaboración propia con datos de OC (2024).

En el escenario de continuidad, se observa una amplia integración de las plantas solares en todo el horizonte temporal, destacando también la incorporación de centrales eólicas marítimas. Esta última está motivada por las limitaciones de terreno en el país y la competitividad de sus costos de inversión hacia el final del período estudiado.

En el caso de BAU, destaca la reducción de la participación de las plantas termoeléctricas al 28 % del total al final del horizonte bajo estudio, mientras que aumenta la de las fuentes renovables, principalmente la eólica y la solar, que alcanzan el 52 % de la canasta en 2050. Además, hay un importante incremento en la capacidad de almacenamiento del sistema mediante la implementación de baterías, las cuales actúan para complementar la intermitencia de las fuentes renovables y proporcionar otros servicios operativos al sistema. La evolución de la capacidad instalada, reflejada en el gráfico 2, supone una inversión total en generación de USD 15.139 millones en los años analizados.

GRÁFICO 2

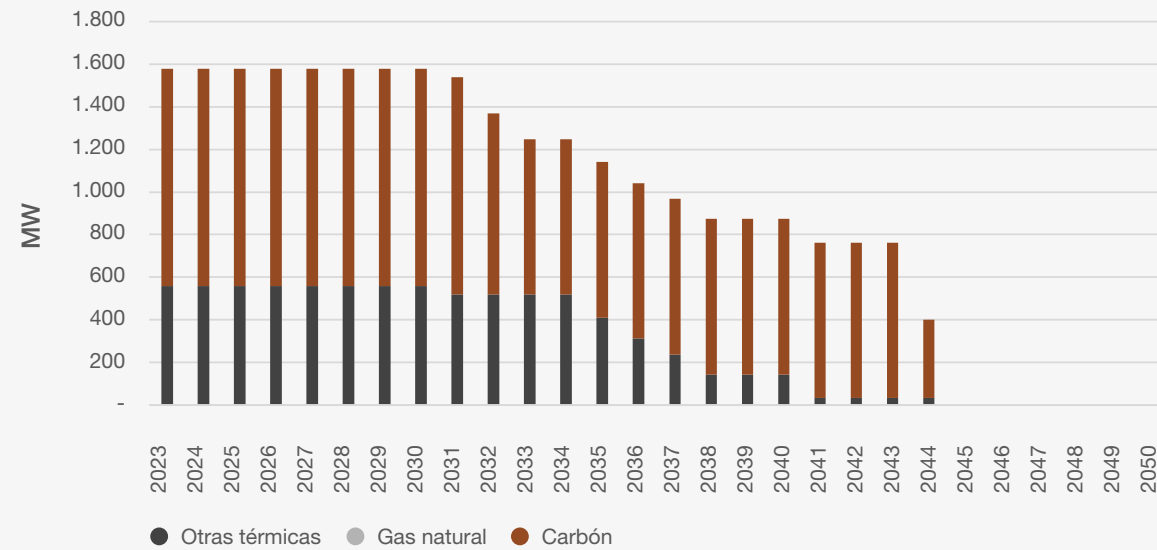
Evolución de la capacidad instalada en el sistema dominicano hasta 2050 en el caso de BAU



En el caso de transición, se establece la premisa de retirar del sistema dominicano todas las centrales termoeléctricas que se nutren de combustibles líquidos y carbón para 2050, dados los mayores impactos ambientales de estas fuentes. Las plantas desactivadas totalizan una capacidad de 1,6 GW. Por otro lado, no se considera una retirada forzosa de las termoeléctricas de gas natural e, incluso, se contempla la posibilidad de invertir en nuevas centrales de este tipo.

GRÁFICO 3

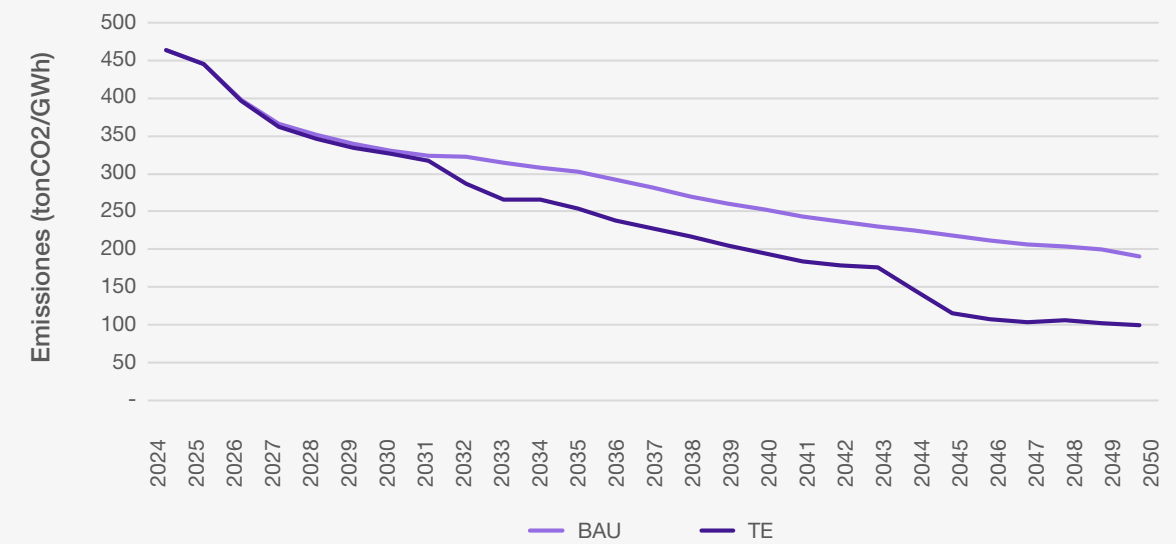
Cronograma de retirada de centrales térmicas en el sistema dominicano



La retirada de las centrales más contaminantes es un paso fundamental para reducir los niveles de emisiones de GEI en el país. Con la expansión de la capacidad liderada por las plantas de energías renovables y de gas natural, se observa una disminución gradual en la intensidad de las emisiones, de manera que en 2050 llegan al 58 % en relación con los niveles iniciales (2024). En el caso de TE, los resultados son aún más significativos, especialmente a partir de mediados de la década de 2030, cuando se produce la retirada de las centrales más viejas o más contaminantes de combustóleo y carbón. Así, en 2050 la intensidad de emisiones es un 78 % inferior a los niveles observados a comienzos del periodo bajo análisis.

GRÁFICO 4

Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema dominicano en los casos de BAU y de TE

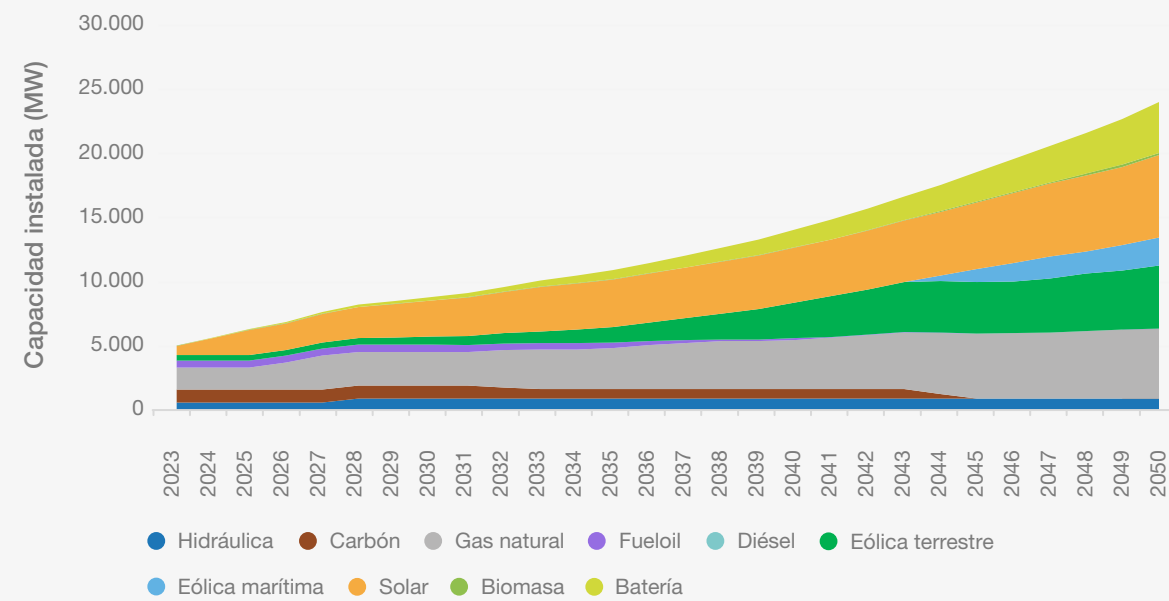


En lo que respecta a la evolución de la matriz, en el caso de TE se destaca el mayor protagonismo de las plantas renovables, especialmente a través de una mayor incorporación de plantas eólicas marítimas al final del horizonte (2.200 MW en lugar de 400 MW en el caso de BAU). Para compensar la intermitencia de estas fuentes, se observa una mayor expansión de las plantas de gas natural (3 GW, frente a los 2 GW en el caso de BAU), especialmente de las térmicas más flexibles. En el caso de TE, se estima una inversión total en generación equivalente a USD 20.029 millones (un 32 % superior a lo observado en el caso de BAU).



GRÁFICO 5

Evolución de la capacidad instalada en el sistema dominicano hasta 2050 en el caso de TE



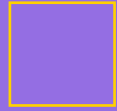
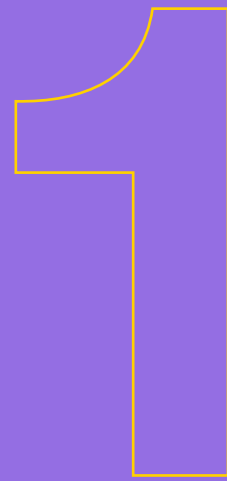
En cuanto a las inversiones en transmisión, se estiman en un total de USD 1.573 millones en el caso de BAU y están relacionadas con la conexión de la nueva oferta renovable. Esas inversiones tienen por objetivo principal integrar adecuadamente en el sistema las plantas eólicas y solares. En el caso de transición, la sustitución de las centrales térmicas por parques renovables y la incorporación de eólicas marítimas requieren inversión adicional en transmisión, de manera que hay un incremento en el total del 20 % (USD 1.889 millones) respecto al escenario de continuidad.

El cuadro 1 sintetiza la inversión total en generación, transmisión y distribución para el periodo 2024-2050 en el país para los dos casos de expansión considerados.

CUADRO 1

Resumen de inversiones acumuladas para el período 2024-2050 en el sistema dominicano

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	15.634	1.573	537	17.745
TE (MUSD)	20.524	1.889	537	22.950



# Introducción



» La energía generada mediante fuentes renovables no convencionales está bajando de precio en todo el mundo (IRENA, 2023a).

Adicionalmente, diversas tecnologías y regulaciones desarrolladas en el corto y mediano plazo han tenido un impacto positivo en la cadena de suministro de la electricidad. Dicho impacto se ha sentido particularmente en los sectores de generación y distribución, ya que han permitido tanto la creciente transformación de las matrices energéticas como la incipiente modificación del paradigma eléctrico en el cual la energía se genera en grandes centrales alejadas de los centros de consumo.

En este marco, los desafíos que tiene por delante el sector eléctrico de los países, particularmente los miembros de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe—, a fin de alcanzar los objetivos de descarbonización en el año 2050, incluyen una detallada comprensión de la situación actual del sistema como punto de partida y la definición de las acciones de transición que configurarán el camino por recorrer para cumplir dichos objetivos. En tal sentido, la gestión de las intermitencias, la dificultad y el costo del almacenamiento de electricidad y la sustitución completa del millonario parque de motores de combustión por motores eléctricos suponen una transformación sustancial que requiere importantes inversiones.

No obstante, el potencial existente en la región para continuar desarrollando las energías renovables, sumado a una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición, representa una oportunidad significativa para que estos países logren las metas en un entorno sustentable y con mayor equidad social.

Con el propósito de apoyar a República Dominicana en la formulación de políticas y la adopción de medidas que le permitan alcanzar esas metas, se llevó a cabo un estudio integral de largo plazo del sector eléctrico en el que se analizaron los siguientes puntos:

- ▶ La situación actual del sector.
- ▶ El desarrollo de la estrategia que se deberá implementar a largo plazo para alcanzar la descarbonización del sector eléctrico en este país.
- ▶ Las inversiones que demandará el desarrollo de la estrategia de transición energética del sector eléctrico dominicano y los costos asociados a ellas.
- ▶ Las tendencias y lecciones aprendidas en el desarrollo de estrategias de transición energética que informan las regiones y países con mayor grado de avance en la implementación de la descarbonización.
- ▶ La identificación de proyectos y la cuantificación de las inversiones que necesitan, de manera que sean consistentes con una estrategia de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y contribuyan al desarrollo de infraestructuras sostenibles desde el punto de vista socioambiental.

En el marco de este trabajo, se realizaron dos evaluaciones para el período 2023-2050: la primera en un escenario de continuidad, conocido por el acrónimo BAU (del inglés, *business as usual*), que considera una expansión exclusivamente económica del sistema eléctrico del país; y la segunda en un escenario de transición energética (TE), que tiene en cuenta una expansión económica que restringe las emisiones en el sector eléctrico, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono, de acuerdo con los compromisos del país y otros supuestos adoptados en este informe.

Los resultados de ese análisis se presentan en este documento divididos en siete capítulos, incluyendo este primer capítulo introductorio.

El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de República Dominicana, proporcionando un resumen del marco institucional y destacando algunas características clave del sistema de generación y transmisión.

El capítulo 3 presenta un análisis de los marcos normativos en el ámbito de la electricidad en República Dominicana, así como de los desarrollos reglamentarios e institucionales que se han llevado a cabo con el fin de abordar la transición energética. Incluye un examen detallado del diseño regulatorio y el

funcionamiento del mercado eléctrico, evaluando sus perspectivas de desarrollo y el impacto que esto conlleva en la formulación de una estrategia para la transición energética. Asimismo, se proporciona un catálogo de las brechas normativas y regulatorias identificadas para la implementación efectiva de una estrategia de descarbonización a largo plazo en el país.

El capítulo 4 expone los objetivos del escenario de transición energética y las premisas adoptadas para calcular la expansión del sistema eléctrico del país.

El capítulo 5 explica los resultados de la expansión del sistema eléctrico dominicano en las áreas de generación, transmisión y distribución. En un primer momento, se analizan de manera individual los dos escenarios (BAU y TE). Posteriormente, se realiza una comparación entre ambos para evaluar los impactos de las metas de reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) o del aumento en la instalación de centrales de energías renovables en el escenario de transición. El capítulo concluye con la presentación del costo adicional asociado a las metas de transición energética, denominado en este trabajo *prima verde* (también conocida por el término en inglés *green premium*).

Finalmente, el capítulo 6 plantea los ejes de acción posibles para un mejor posicionamiento en el proceso de transición energética del país, mientras que el capítulo 7 presenta las conclusiones del estudio.

El reporte va acompañado de un conjunto de apéndices que ofrecen informaciones adicionales no incluidas en el texto principal y proyecciones hasta el año 2050 del sistema energético de República Dominicana, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.



# 2

## Caracterización del sistema eléctrico de República Dominicana



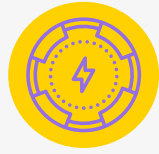
» En este capítulo, se analiza el sector eléctrico del país. Se presenta el panorama institucional del sector eléctrico y sus principales agentes. A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes en las capacidades instaladas de estos sistemas, así como las líneas e infraestructuras de transmisión de electricidad.

### Síntesis del sistema eléctrico de República Dominicana

- En diciembre de 2024, la capacidad instalada total en el país alcanzaba los 5.914 MW. Entre las principales tecnologías están la térmica, con 3.894 MW provenientes de plantas de carbón, diésel, gas natural y combustóleo, y 623 MW de hidroeléctricas.
- El sistema eléctrico dominicano está dividido en cuatro macro regiones (Norte, Sur, Este y Central). La región que concentra el mayor consumo de energía eléctrica es la Central, donde se encuentra la capital del país, Santo Domingo.
- Según un informe de la OC, al final de 2022 el sistema de transmisión contaba con aproximadamente 5.600 km de longitud de líneas, de las cuales, la mayor parte (aproximadamente 3.200 km) operaba a 138 kV.







## Caracterización del país y su matriz energética

La República Dominicana está ubicada en la zona central de las Antillas, en los dos tercios orientales de la isla La Española. En 2022, tuvo un producto interno bruto (PIB) de 98.100 millones de dólares estadounidenses (USD) (Banco Mundial, 2022b), tras haber crecido a una tasa promedio del 4,4 % anual en los últimos diez años (FMI, 2023). La economía del país es muy dependiente de Estados Unidos, destino al que va más de la mitad de sus exportaciones. En 2022, tuvo un PIB per cápita<sup>1</sup> de USD 8.732 y un consumo de electricidad de 1.918 kWh por habitante (Our World In Data, 2024). Su sistema eléctrico alcanza a la totalidad de la población (Banco Mundial, 2022a), de 10,95 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c).

El sistema eléctrico existente en República Dominicana presentaba, a finales de 2024, una capacidad instalada total de casi 5,9 GW y estaba principalmente compuesto por centrales térmicas (67 %), abastecidas con fueloil (combustóleo), diésel, carbón y gas natural. La generación solar y eólica tiene una participación en la matriz dominicana del 23 % y se espera una importante expansión de esta fuente en los próximos años, mientras que las hidroeléctricas representan el 10 %.

<sup>1</sup> Calculado con datos de Banco Mundial (2022b; 2022c).



## Marco institucional y agentes del sector

Las principales instituciones del sistema eléctrico dominicano son el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Superintendencia de Electricidad (SIE), el Organismo Coordinador (OC) del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y la Comisión Nacional de Energía (CNE)<sup>2</sup>.

El MEM es el órgano encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional. En su calidad de órgano rector del sistema, corresponde al Ministerio la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético y sus subsectores de energía eléctrica, renovable, nuclear, de gas natural y minero.

La CNE tiene como función principal trazar las políticas energéticas, elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria, proponer y adoptar políticas y normas, elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de la energía y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

Las principales funciones de la SIE son elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y los niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación, de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la ley y su reglamento. También corresponde a la SIE fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En particular, su mandato incluye verificar el cumplimiento de la calidad y

<sup>2</sup> Se puede obtener más información sobre estas entidades en los respectivos sitios web: MEM (<https://mem.gob.do/>); SIE (<https://sie.gob.do/>); OC (<https://www.oc.do/>) y CNE (<https://www.cne.gob.do/>).

continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo con las regulaciones establecidas.

El OC es un organismo de servicio a los agentes e instituciones del subsector eléctrico, que planifica y coordina la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Es una entidad autónoma encargada de planificar la operación del sistema eléctrico y calcular las transacciones comerciales, para garantizar un abastecimiento seguro, confiable, al mínimo costo y con la calidad requerida, determinando las transacciones económicas, conforme a la normativa.

Hasta 2020, existía la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), que tenía como funciones liderar y coordinar las empresas eléctricas estatales y llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana en favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como administrar y aplicar los contratos de suministro de energía eléctrica con los productores independientes de electricidad. La CDEEE fue oficialmente liquidada mediante el decreto 342-20, promulgado por el presidente Luis Abinader en agosto de 2020. La eliminación de la CDEEE y de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) fue parte de un esfuerzo para reorganizar el sector eléctrico en República Dominicana y reducir los costos operativos.

Tras la supresión de ese organismo, sus atribuciones y funciones fueron transferidas al MEM. Además, se creó un consejo unificado para administrar las tres principales empresas distribuidoras de electricidad del país: EDEESTE, EDENORTE y EDESUR. Por último, se creó una nueva entidad, la Empresa de Generación Eléctrica Punta Catalina (EGEPC), para gestionar la Central Termoeléctrica Punta Catalina, que asumió la titularidad y administración de las unidades de generación eléctrica de esa usina.

En el segmento de generación de la República Dominicana participan 17 empresas. La producción hidráulica está a cargo de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) y la térmica está en manos de 13 compañías privadas y 2 de capital mixto; además, hay una empresa privada que opera solo un parque fotovoltaico.

La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), que tiene autonomía presupuestaria y personería jurídica propias, es la encargada de la operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión, subestaciones, equipos y maquinarias destinadas a la transmisión de electricidad. La entidad opera el SENI en tiempo real y es remunerada por el servicio de transmisión mediante un peaje regulado.

El servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en República Dominicana está a cargo de tres empresas controladas por el Estado a través de la CDEEE (EDENORTE, EDESUR y EDEESTE) y dos privadas de menor tamaño (El Progreso del Limón y Compañía Luz y Fuerza de las Terrenas). También existen cinco empresas privadas que operan sistemas aislados del SENI bajo la modalidad de integración vertical de las actividades de generación, distribución y comercialización.

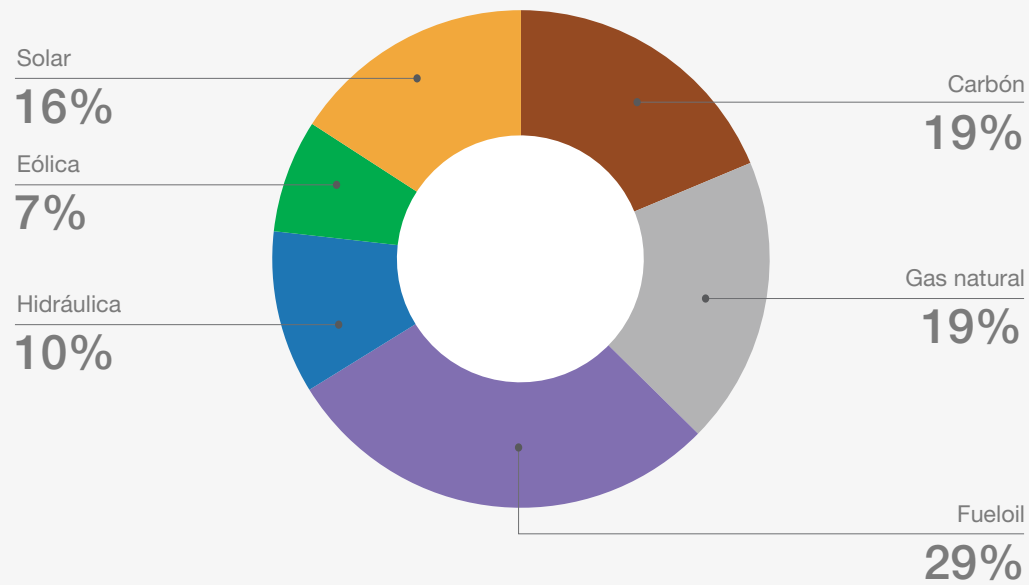


## Caracterización del sistema de generación

Según datos del OC, hasta diciembre de 2024, la capacidad instalada total del país era de 5.914 MW, la mayoría de los cuales provenían de centrales térmicas; 1.100 MW de plantas alimentadas con gas natural; 1.694 MW de instalaciones de combustóleo y 1.100 MW de usinas de carbón. Las hidroeléctricas tenían una capacidad de 623 MW. A ello se suman 432 MW de plantas eólicas, 933 MW de plantas solares y 30 MW de centrales térmicas alimentadas con biomasa. Esta última representa una cantidad insignificante dentro del conjunto.

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada en el sistema dominicano al finalizar 2024



Fuente: Elaboración propia con datos de OC. (2024).



## Caracterización del sistema de transmisión

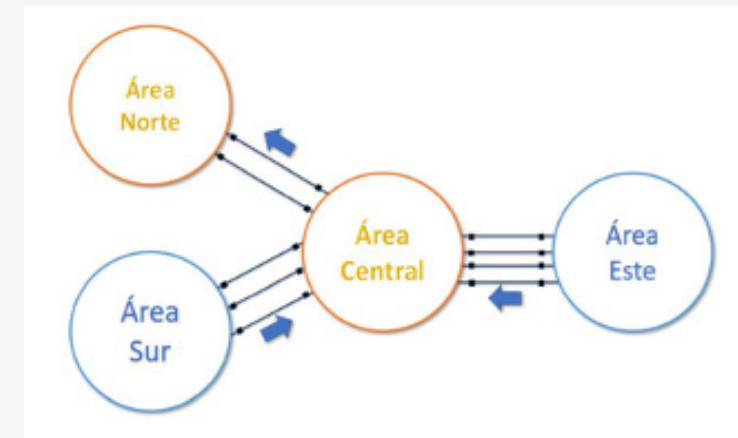
La transmisión de energía eléctrica en este país caribeño es un servicio prestado por una sola empresa denominada Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), la cual es controlada por el Estado. La operación del sistema de transmisión considera cuatro grandes zonas: Norte, Sur, Central y Este. La región que concentra el mayor consumo de energía eléctrica es la Central, donde se encuentra la capital del país, Santo Domingo.

Según un informe de la OC, al final de 2023 el sistema de transmisión tenía aproximadamente 5.600 km de longitud, con la mayor parte de las líneas de transmisión operando a 138 kV (aproximadamente 3.200 km).

La zona Central, además de ser importadora, sirve de enlace entre la zona Este y el resto del territorio. Una representación de las zonas y los flujos de energía se puede ver en la figura 2.1. La figura 2.2 presenta un mapa con la ubicación de las líneas de transmisión y plantas existentes en el sistema eléctrico nacional. Además, el cuadro 2.1 ofrece detalles adicionales.

FIGURA 2.1

Zonas y flujo de energía presentes en el SENI

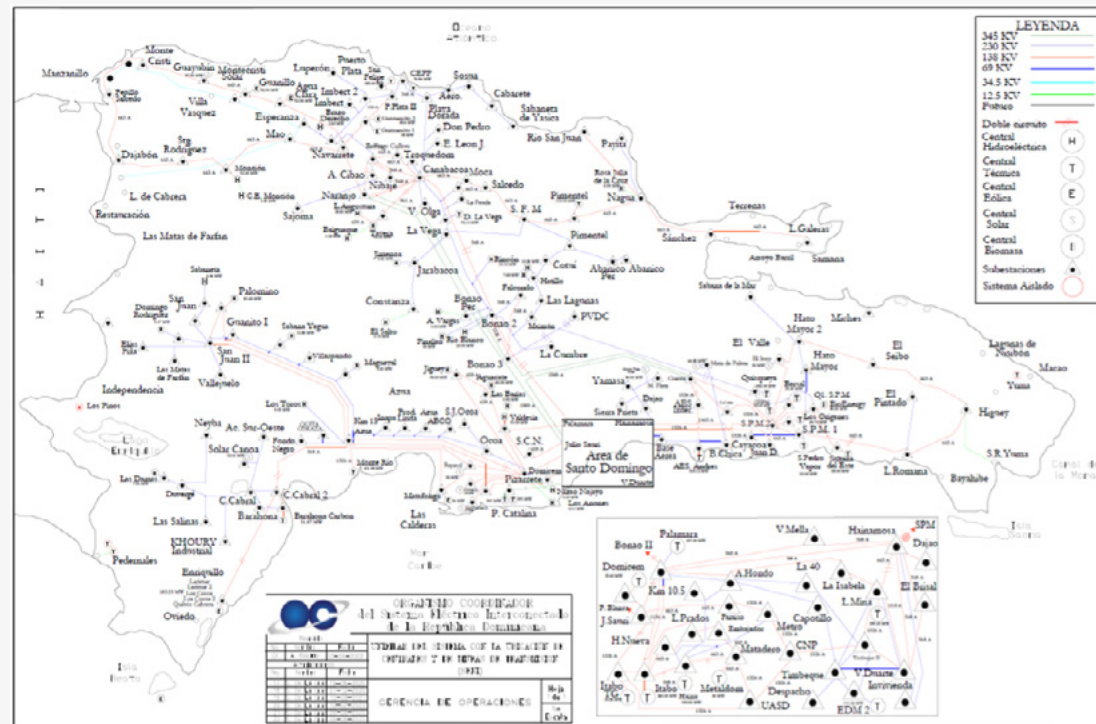


Fuente: OC (2020) y ETED (2021).



FIGURA 2.2

Ubicación de las líneas de transmisión y centrales del SENI



Fuente: OC (2020) y ETED (2021).

CUADRO 2.1

Especificaciones de la red de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
345 kV	435
230 kV	283
138 kV	3.059
69 kV	1.779

Fuente: OC (2022).

# 3

## Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo







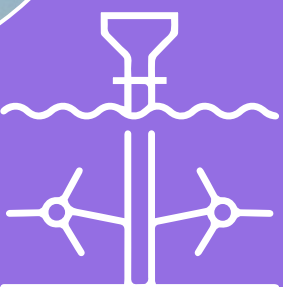
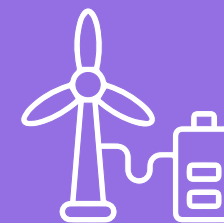
## Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas en República Dominicana revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Aunque se ha implementado un nuevo esquema con incentivos fiscales para promover estas tecnologías, la penetración sigue siendo escasa. Bajo ese nuevo mecanismo, se estipularon precios de referencia para licitaciones focalizadas en la producción de ERNC, calculados específicamente para promover la inserción de las tecnologías y reconocer los beneficios ambientales de su uso en el territorio. Cabe esperar que en los próximos años se convierta en uno de los mecanismos principales para favorecer su despliegue, pero su efectividad aún no está probada.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Se han aplicado auditorías en la materia en instituciones públicas, pero se necesita una legislación específica para promover la eficiencia energética a nivel nacional. En ese sentido, la aprobación del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética es crucial para establecer un marco normativo y regulatorio adecuado.
- ▶ **Electromovilidad.** Existe un plan estratégico nacional para la movilidad eléctrica; sin embargo, todavía se requiere reforzar los incentivos para la promoción de la actividad.
- ▶ **Hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V).** No existe un marco regulatorio claro y específico para el hidrógeno en República Dominicana, lo que dificulta su desarrollo. Se requiere una estrategia nacional para impulsar proyectos de hidrógeno verde o de bajas emisiones.

- ▶ **Redes y medición inteligentes.** La inserción de infraestructura de medición inteligente es incipiente y se carece de normativa técnica que defina las funcionalidades de los medidores de este tipo. Hace falta una hoja de ruta nacional que defina objetivos, estrategias y procesos para la inserción de recursos inteligentes en la red eléctrica.
- ▶ **Gas natural (GN).** como vector de transición. Si bien se le considera como un combustible para la transición energética, se requiere formular una regulación para desplegar las redes de gas natural y atraer inversiones. La coordinación regional del recurso también es necesaria para su adecuado aprovechamiento.

El cuadro 3.1 resume el análisis realizado en este capítulo respecto al estado actual de la estructura sectorial, las políticas de transición energética y el planeamiento para acometer esa transición en República Dominicana.



CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en República Dominicana

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución) con competencia en el mercado mayorista (MM) y posibilidad mínima de integración vertical en generación y distribución.	La estructura estimula a los agentes privados a la eficiencia económica. No obstante, la integración vertical puede crear barreras a la entrada de competidores.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM a través de autorizaciones. Libre acceso al sistema de transmisión, con condiciones técnicas establecidas por la empresa transportista.	El libre acceso al sistema de transmisión y al MM favorece la competencia entre actores, siempre que el proceso sea claro y transparente.
	Competencia en el MM	Contratos bilaterales y <i>pool</i> <sup>a</sup> con costos auditados. Las renovables competirán vía subasta.	La competencia en el mercado de contratos es un inductor para la disminución de los costos de producción de la energía eléctrica.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo y por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo, por consumo y por demanda para usuarios comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	Regulación: Ley 57-07. Objetivos: para 2025, el 25 % del consumo de energía eléctrica nacional debe ser abastecido mediante ER. Instrumentos: subastas de ER y contratos de compraventa a 15 o 20 años con distribuidoras.	Hay estudios publicados por el Gobierno, con escenarios que contienen políticas de transición energética hasta 2036. Gracias a ello, los inversores conocen las intenciones del Gobierno. Los mecanismos utilizados han incorporado exitosamente las ERNC, pero a un ritmo que puede acelerarse. No se identificaron objetivos directos de largo plazo (2050).
	Eficiencia energética (EE)	La CNE realiza auditorías a instituciones públicas. Existe además un decreto que promueve en estas la EE. Se encuentra bajo tratamiento parlamentario el Proyecto de Ley de Eficiencia Energética.	La normativa (escasa) se orienta a las instituciones públicas. Es necesaria la aprobación del proyecto de ley para dotar de un marco regulatorio integral al desarrollo de la actividad.
	Electromovilidad	Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica. Normas específicas para estaciones de recarga y tarifas a vehículos eléctricos. Incentivos a la importación.	Es necesario reforzar los incentivos para promover la actividad.
	Hidrógeno verde	Sin marco regulatorio. Hay únicamente un estudio prospectivo.	No se observa apertura a la iniciativa privada ni marco regulatorio que promueva el desarrollo.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Redes y medición inteligentes	Ausencia de marco regulatorio y hoja de ruta.	No se observa iniciativa de carácter integral nacional para el desarrollo de la actividad.
	GN como vector de transición	Conveniencia sujeta a los precios del GN en comparación con el carbón.	Ausencia de regulación que promueva el GN y le favorezca con respecto al carbón.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Planificación indicativa de la generación (CNE), de la transmisión (ETED) y de la distribución (EDENORTE, EDESUR, EDEESTE). Planificación energética con escenarios de transición hasta 2036.	La planificación indicativa entre los distintos sectores se encuentra coordinada. Ausencia de planificación energética para 2050.
	Generación distribuida (GD) <sup>b</sup>	Medición neta para GD de autoconsumo, desde el año 2011 con crecimiento sostenido. La comercialización de la GD se regula vía la Ley 57-07 de fomento a las energías renovables.	Se observan restricciones a la máxima penetración de la GD solar fotovoltaica (FV). Se pueden mejorar los incentivos para la penetración de la bioenergía.
	Almacenamiento con baterías	Existe regulación que define requerimientos para los sistemas de almacenamiento con baterías utilizados en proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales	La regulación, complementada con subastas de ER, puede favorecer la inserción del almacenamiento en las próximas licitaciones.

**Nota:** a) La contratación *pool* es una modalidad por la cual el precio final se calcula teniendo en cuenta el precio del MEM y unos gastos operativos que cubren el beneficio de la operadora; b) En este estudio se realiza una distinción entre GD para comercialización y GD para autoconsumo. En el primer caso la totalidad de la producción de GD se comercializa, mientras que, en el segundo caso, se consume internamente y el excedente podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



## Estructura y funcionamiento sectorial

### ► Estructura sectorial

La industria eléctrica en el SENI es del tipo segmentada, con actividades de generación realizadas por empresas públicas, privadas y mixtas. La actividad de transmisión en alta tensión es efectuada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), mientras que la distribución y comercialización está a cargo de tres empresas controladas por el Estado. Cabe aclarar que la Ley General de la Electricidad prohíbe la integración horizontal en el segmento de generación para garantizar la competencia. No obstante, admite cierta integración vertical, ya que las empresas de distribución pueden ser propietarias de activos de generación siempre y cuando no superen, en términos de capacidad instalada, el 15 % de la demanda.

En 2021 se firmó el Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico, un documento cuyo objetivo es revisar y redefinir los roles de las instituciones gubernamentales y del sector privado, fortalecer el marco regulatorio y asegurar que el sector eléctrico sea operativamente eficiente. El Pacto, que prevé un llamado a licitación para la contratación de servicios de consultoría con el objetivo de definir los términos de la reforma, se encuentra actualmente pendiente de aplicación (CES, 2021).

### ► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

El artículo 145 del Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad N.º 125-01 (2012) establece el libre acceso al sistema de transmisión y distribución para aquellos grandes clientes que no estén regulados.

El acceso para nuevos generadores es abordado en el artículo 55, el cual indica: “La empresa de transmisión está obligada a otorgar las servidumbres necesarias para la utilización de sus sistemas de transmisión por parte de terceros, quienes deberán pagar las indemnizaciones y peajes correspondientes según se establece en esta Ley y su Reglamento”. Se evidencia así que el acceso al mercado mayorista es abierto, con condiciones de cumplimiento de la normativa técnica estipulada.

### ► Competencia en el mercado mayorista

El mercado mayorista eléctrico en República Dominicana se compone de:

- ▶ Un mercado *spot*, cuyas transacciones económicas se realizan al costo marginal de corto plazo de la energía y al costo marginal de potencia de punta<sup>3</sup>.
- ▶ Un mercado de contratos, donde se realizan transacciones de compra y venta de electricidad basadas en contratos financieros libremente pactados. La mayoría de los contratos de compra de energía suscritos con los productores de electricidad que utilizan energías renovables en la República Dominicana se firman actualmente bajo esta fórmula.

Los usuarios no regulados (capacidad instalada superior a 1 MW) pueden comprar energía en el mercado mayorista.

La dinámica descrita, particularmente la firma de contratos de compraventa, ha promovido la inversión en energías renovables. No obstante, se considera que el ritmo de las inversiones puede mejorarse mediante subastas competitivas, como se verá en el próximo apartado.

Finalmente, en términos de servicios auxiliares, no existe en República Dominicana un mercado de tales características. Solo se han encontrado ciertas obligaciones mencionadas en el código de red.

<sup>3</sup> Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta.

## ▶ Mercados locales de energía

Tampoco se han encontrado en República Dominicana mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

## ▶ Transparencia tarifaria

Los cuadros tarifarios analizados corresponden a los de EDENORTE, EDESUR y EDEESTE, que cubren la distribución en todo el país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo y uno por consumo.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo y un cargo por consumo, además de un cargo por demanda.

No se identificaron brechas estructurales desde el punto de vista de la reflectividad de los costos en la estructura tarifaria.



## Políticas de transición energética

### ▶ Energías renovables no convencionales

Para estimular el avance de esta tecnología en República Dominicana, se promulgó la Ley 5707 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales (2007). La Ley estableció exenciones de todo impuesto de importación a los equipos, maquinarias y accesorios necesarios para la producción de energía de fuentes renovables que fueran adquiridos en el

exterior por las empresas o personas individuales. Se han emitido, hasta la fecha, tres decretos relacionados con esta Ley.

Bajo este régimen, el país ha incorporado energías renovables de manera significativa (Quirós et al., 2023), aunque todavía se mantienen bajos niveles de penetración, particularmente de las no convencionales. Es importante indicar que no se preveían metas de participación de las energías renovables, omisión que comenzó a saldarse con la publicación del tercero de los decretos (el N.o 65-23), documento que delega a la CNE la determinación de los objetivos de potencia instalada por tecnología. Además, se ha creado un proceso de presentación y aprobación de documentación para aquellos interesados en generar energía de fuentes renovables en el territorio nacional, cuestión que en principio clarifica y, por lo tanto, dinamiza los procesos de adopción de esta tecnología, aunque su efectividad real solo se verá con la evolución de los próximos años.

Paralelamente, la CNE publicó el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2036, que estudia distintos escenarios de incorporación de energías renovables a la matriz de generación (CNE, 2022). Allí, por ejemplo, el escenario calificado como tendencial prevé llegar al 25 % de abastecimiento con estas fuentes en 2025. Para 2030, las proyecciones tendenciales llegan al 30 % del suministro.

El mecanismo adoptado para integrar las energías renovables es entonces el contemplado en la Ley 57-07, mediante contratos de suministro con un agente del mercado eléctrico mayorista, acogiéndose a las disposiciones previstas en el marco legal.

Los precios de referencia para la producción de energías renovables por tecnología están estipulados en la Resolución SIE 064-2022. Su cálculo se realizó con el fin de promover la inserción de esas tecnologías y reconocer los beneficios ambientales de su uso en República Dominicana.

Finalmente, el Decreto 65-23 introdujo, en su capítulo VIII, las licitaciones competitivas para el otorgamiento de contratos de compraventa de energía de fuentes renovables, por lo cual es de esperar que, en los próximos años, este sea uno de los mecanismos principales para favorecer la inserción ordenada de este tipo de energía en el país.



## ► Eficiencia energética

Desde el año 2010, la CNE ha aplicado distintas auditorías energéticas en instituciones públicas, con el objeto de identificar oportunidades de ahorro energético.

En ese contexto, en enero de 2023, se publicó el Decreto 158-23, que declara de alta prioridad nacional la implementación de una política de ahorro y eficiencia energética en los órganos de administración pública. Además, instituye la figura del gestor energético, que es el encargado de analizar y proponer programas de eficiencia en cada institución.

En la actualidad, se encuentra bajo tratamiento parlamentario el Proyecto de Ley de Eficiencia Energética de la República Dominicana. Su propósito es fomentar y promover el uso eficiente de energía, mediante la creación de un marco normativo y regulatorio para la utilización de nuevas tecnologías, cambios en los hábitos de consumo y un régimen de incentivos (Senado, 2023).

El proyecto de ley especifica la elaboración, por parte del MEM, de una Estrategia Nacional de Eficiencia Energética (ENEE), donde se contemplará la planificación de mediano y largo plazo en la materia. Prevé, además, la creación del Comité Técnico Nacional de Eficiencia Energética (CTNEE) para el seguimiento detallado y el apoyo a la implementación de las medidas previstas en la Ley.

El proyecto de ley dispone que el Instituto Dominicano para la Calidad (INDOCAL) cree las normas de etiquetado de equipos energéticos. Por otro lado, en cuanto a eficiencia energética de edificios, indica que el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC), junto con el Ministerio de Energía y Minas, elaborará y dictará la reglamentación complementaria sobre el desempeño energético de las edificaciones.

La aprobación de la Ley y su decreto reglamentario son importantes para profundizar en la aplicación de medidas de eficiencia energética que permitan cumplir con los objetivos detallados en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN), asumidas en el marco del Acuerdo de París sobre cambio climático.

## ► Electromovilidad

El Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica en República Dominicana fue publicado en junio de 2020. Este plan se compone de distintos ejes estratégicos para la consecución de los objetivos y contiene líneas de operación y acciones específicas para lograr las metas propuestas. La agencia a cargo de dicho plan es el Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre (INTRANT), quien se ocupa del diseño de las políticas nacionales de movilidad, transporte terrestre, tránsito y seguridad vial.

En términos regulatorios, el cuadro 3.2 resume las metas planteadas en este documento y el estado de situación a la fecha de emisión de este reporte.

CUADRO 3.2

### Estado de situación de la regulación en electromovilidad

Periodo	Marco regulatorio	Situación
2020-2022	Resolución que exige el registro de estaciones de carga.	Norma SIE-137-2022: reglamento de tarifas aplicables a vehículos eléctricos.
	Reglamento de compatibilidad e interoperabilidad de estaciones de carga.	Norma SIE-138-202: reglamento técnico para estaciones de recarga de vehículos eléctricos.
	Resolución que describe los pliegos tarifarios para vehículos eléctricos.	Norma SIE-137-2022: reglamento de tarifas aplicables a vehículos eléctricos.
	Reglamento que define los agentes autorizados para comercializar la carga de vehículos.	Norma SIE-137-2022: reglamento de tarifas aplicables a vehículos eléctricos.
	Protocolos de inspección técnica de seguridad para vehículos eléctricos.	Se publicará a la brevedad.
2023-2025	Reglamento que define el rotulado y manual de seguridad de los vehículos eléctricos.	Se publicará a la brevedad.
	Actualización del reglamento por gestión de residuos peligrosos provenientes de vehículos eléctricos.	Se publicará a la brevedad.
	Normas técnicas y reglamento relativo a los aspectos constructivos y de equipamiento en los vehículos eléctricos.	Se publicará a la brevedad.
	Decreto u ordenanza municipal que establece restricciones a la circulación de vehículos con motores de combustión interna.	Se publicará a la brevedad.

Fuente: Elaboración propia con base en INTRANT (2020).



El desarrollo de la electromovilidad en República Dominicana, hoy incipiente, dependerá en gran medida de la publicación de estas medidas y de la generación de incentivos. Al respecto, desde 2013, se encuentra en aplicación la Ley 103-13 de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional, que establece una reducción del 50 % de los impuestos a la importación. Esta Ley se encuentra en revisión para garantizar mayores recortes impositivos que permitan la competencia de precios entre los vehículos eléctricos y los movidos con motores a combustión interna.

## ▶ Hidrógeno verde

Hasta la fecha de publicación de este informe, no existía marco regulatorio claro y específico para el hidrógeno en la República Dominicana y las normas de seguridad lo abordan indirectamente al entrar en la categoría de sustancia peligrosa por su característica de inflamabilidad<sup>4</sup>.

En términos de la publicación de una estrategia nacional para el desarrollo de la actividad, el país no tiene una hoja de ruta relativa al hidrógeno verde o de bajas emisiones. No obstante, el Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico en la República Dominicana 2021-2030 posee considerandos respecto a la realización de estudios y análisis para evaluar la mejor manera de incorporar este producto (CES, 2021).

## ▶ Redes y medición inteligentes

La inserción de infraestructura de medición inteligente en la República Dominicana es aún incipiente. Asimismo, un relevamiento interno muestra la ausencia, hasta la fecha de redacción de este informe, de normativa técnica que defina las funcionalidades de los medidores inteligentes, particularmente para las tres distribuidoras principales que operan en el país.

Al respecto, el Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico 2021-2030 prevé la elaboración, por parte de la SIE, de la norma relativa a las características de los medidores que se utilizarán en el sistema eléctrico nacional (CES, 2021). Junto con el Instituto Dominicano para la Calidad (INDOCAL), la SIE debe

<sup>4</sup> Se pueden ver más detalles en la plataforma H2LAC: <https://h2lac.org/paises/republica-dominicana/>

también establecer un protocolo relacionado con el proceso de verificación y certificación de medidores. A tal efecto, el INDOCAL publica una lista de medidores aprobados para su instalación en el territorio<sup>5</sup>, pero la normativa mencionada al principio del párrafo se encuentra aún en elaboración.

Se evidencia así la falta de normativa que regule el ingreso de nuevos medidores inteligentes y una hoja de ruta nacional que defina los objetivos, estrategias y procesos a aplicar para hacerlo, junto con medidas que incentiven y promuevan la inserción de recursos inteligentes a la red.

## ▶ Gas natural como vector de transición

República Dominicana es un país importador de gas natural. La terminal de AES Andrés en Bocachica es la entrada de estas importaciones, principalmente desde Trinidad y Tobago, que luego se regasifican y distribuyen por el país, principalmente al sector de generación de electricidad.

De acuerdo con el Plan Energético Nacional 2022-2036, el gas natural está siendo considerado como el combustible para la transición energética del país (CNE, 2022). De hecho, se espera que, dada la instalación de ciclos combinados en la zona de Manzanillo y el incremento del consumo de GN industrial, la demanda de este producto aumente a nivel nacional. Adicionalmente, se prefiere esta tecnología a la de centrales térmicas de carbón siempre y cuando sea conveniente económicamente desde el punto de vista del precio de adquisición del combustible.

En consecuencia, y como lo indica un informe del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE, 2021), se deberá desarrollar regulación que permita desarrollar las redes de gas natural y atraer inversiones (por ejemplo, licitaciones que promuevan su uso y sirvan para sustituir las centrales térmicas de carbón), además de buscar la coordinación regional del recurso.

<sup>5</sup> La lista está disponible en el sitio web del INDOCAL: <https://indocal.gob.do/modelo-de-instrumentos-de-medicion-aprobados-y-rechazados/>



## Planeamiento y regulación sectorial

### ► Planificación energética y eléctrica

En República Dominicana, la CNE, en tanto que organismo encargado del planeamiento y las políticas energéticas, desarrolla un plan indicativo. Este contiene prospectivas de demanda y oferta energética bajo distintos escenarios, con especial énfasis en el subsector eléctrico y con un horizonte de 15 años, todo de acuerdo con lo dictado por la Ley General de Electricidad. El plan más reciente se publicó en 2022 y abarca hasta 2036.

Para el sector del transporte eléctrico, por otro lado, la ETED publicó el Plan de Expansión 2021-2035, con insumos provenientes de la CNE y las empresas de distribución eléctrica (EDESUR, EDENORTE, EDEESTE). De esta manera, el plan de transporte contiene los considerandos del plan de desarrollo energético emitido por la CNE, conjugando así una dinámica de retroalimentación, ya que el plan energético contiene puntos referidos a los cuellos de botella y necesidades de la transmisión (ETED, 2021).

Se observa que la transición energética y la disminución de las emisiones de GEI poseen un rol preponderante en la elaboración de ambos planes, particularmente en los términos que dicta la Ley 5707 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.

Finalmente, las distribuidoras presentan su plan indicativo de expansión de las redes, el cual tiene un horizonte más corto que los anteriores y determina las obras cuya ejecución es necesaria para hacer frente al incremento esperado de la demanda.

### ► Generación distribuida

En términos de GD para autoconsumo, desde el año 2011 se aplica el Programa de Medición Neta (PMN). Amparado en el artículo 20 de la Ley 57-07, sobre incentivos al desarrollo de fuentes renovables de energía, el PMN indica que las distribuidoras deben comprar los excedentes de electricidad de sus clientes a un precio dispuesto por la SIE, que se determinará en base a estudios que publique la CNE. Así, los clientes pueden instalar un medidor bidireccional, que será la base del cobro del consumo o el crédito por inyección neta. La potencia máxima no debe superar los 25 kW para clientes residenciales y 1 MW para comerciales e industriales. Además, la CNE es el órgano responsable de certificar los equipos instalados en el PMN, así como recomendar el otorgamiento de los incentivos fiscales asociados.

El régimen ha probado ser exitoso, llegando a niveles de GD cercanos al 3 % de la generación total anual. No obstante, se encuentra en discusión un nuevo reglamento para GD, particularmente la inclusión de distintos puntos, entre ellos:

- La posibilidad de ir hacia un esquema de facturación neta, una petición recurrente de las distribuidoras.
- La modificación en la regulación actual, que restringe la máxima penetración de la energía solar fotovoltaica (FV) al 15 % de la demanda máxima de un alimentador de distribución (GIZ, 2021).

Respecto de la GD para comercialización, el esquema se rige por lo indicado en la Ley 57-07. Aquí, se presenta una brecha, abordada por la planificación energética del país, respecto de la falta de conocimiento sobre los proyectos de bioenergía que tienen los analistas de crédito de las entidades financieras estatales y privadas. Esto impide una evaluación adecuada de los riesgos de los proyectos, sobre todo los de media y pequeña escala (generación distribuida), lo que afecta a su financiamiento. Por consiguiente, se precisa de la adecuada consideración de los beneficios ambientales de la bioenergía en la regulación.

### ► Almacenamiento con baterías

En febrero de 2023, se publicó en República Dominicana regulación referida a la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en los proyectos de ERNC de características variables. La primera fue la

Resolución CNE-AD-0003-2023, que declara la necesidad de incluir sistemas de almacenamiento con baterías para proyectos de generación con fuentes renovables variables para ofrecer servicios de arbitraje de energía.

Por otro lado, la Resolución CNE-AD-0004-2023 establece los requerimientos de los sistemas de almacenamiento con baterías para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables variables. Asimismo, describe el proceso para tramitar las solicitudes de concesión que permiten ejercer la actividad.

Dado que se trata de una normativa reciente y aún no se han realizado licitaciones bajo este nuevo esquema, no es posible verificar la efectividad de la reglamentación. En consecuencia, serán los precios ofrecidos en las próximas subastas las que motivarán ratificaciones y rectificaciones a la normativa. No obstante, resulta sumamente positivo que esta considere la instalación de almacenamiento.



## Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas finalizadas o en curso de realización, se destacan:

- ▶ **Preparación del Plan de Inversión para Acelerar la Transición del Carbón del Fondo de Inversión Climática.** El objetivo de esta iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2023) es apoyar al Gobierno dominicano para acelerar la sustitución gradual o la reconversión de las plantas de carbón existentes de forma consensuada con los actores relevantes de los sectores público y privado.
- ▶ **Apoyo a la Implementación del Programa de Eficiencia Energética.** Con este proyecto, el BID (2021) busca preparar tanto un diseño técnico

detallado como documentos de licitación para mejorar la tecnología de iluminación de las calles y la eficiencia en áreas prioritarias a fin de reforzar la seguridad ciudadana e incrementar el turismo.

- ▶ **Mejora de la eficiencia de la distribución y fortalecimiento de los servicios públicos.** El primer objetivo de esta iniciativa del Banco Mundial (2023b) es mejorar la gobernanza de las empresas de distribución a través del diseño de un sistema de gestión comercial y un sistema de gestión de datos de medición. El segundo objetivo es el apoyo a la implementación del plan integrado de reducción de pérdidas mediante el reemplazo de equipos de medición obsoletos, la instalación de equipos de medición para nuevos clientes, la rehabilitación de la red de distribución, la estandarización de los suministros a los clientes, la implementación de un sistema de medición (macro y micro) para el monitoreo de la reducción de pérdidas y la gestión social y ambiental.
- ▶ **Segunda Reforma Eléctrica para el Crecimiento Sostenible.** Se trata de la segunda fase de un programa del Banco Mundial (2023c) que apoya reformas políticas e institucionales fundamentales para fortalecer la gobernanza del sector mediante la actualización del marco legal y regulatorio y el fortalecimiento de la estructura institucional. El programa también busca mejorar la mitigación climática y la sostenibilidad social y ambiental apoyando medidas dirigidas a implementar en el país la transición energética baja en carbono.
- ▶ **Proyecto Hidroeléctrico Palomino.** El objetivo es construir una central hidroeléctrica en la provincia de San Juan, con una capacidad de generación de energía limpia y renovable de 80 MW. Para su ejecución el Banco Centroamericano de Integración Económica proporcionó parte del financiamiento (BCIE, s. f.).

Los dos ejes centrales a los que apuntan las iniciativas relevadas son la sustitución de combustibles fósiles en la matriz de generación de electricidad y mejoras en la eficiencia energética del sector eléctrico. En el primer ámbito, y según lo indicado en este documento, es necesario acelerar la velocidad de incorporación de las energías renovables; en el segundo, se requiere un marco regulatorio integral para el desarrollo de la actividad y la concreción de proyectos particulares. Por ello, las iniciativas se enmarcan en las brechas analizadas.



# 4

## Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones



## Metas de la transición

El objetivo central de este estudio es determinar cuáles serían las inversiones necesarias y los costos resultantes de ellas para que el país cumpla con sus objetivos de descarbonización de largo plazo. Para ello, se precisa limitar explícitamente la generación de centrales emisoras; de lo contrario, con criterios puramente económicos, estas centrales seguirán aportando contribuciones energéticas significativas a los sistemas hasta 2050, impidiendo que se cumplan las metas de reducción de los GEI. Esta restricción no solo permitirá identificar la manera más económicamente eficiente de alcanzar los objetivos de cada país, sino también calcular el costo de una política energética que limite las emisiones de carbono en los sistemas, es decir, estimar la llamada prima verde de los planes de expansión.

El cuadro 4.1 muestra las metas de descarbonización hasta 2030 y 2050 de los países de América Latina y el Caribe analizados en este estudio. En él se incluyen metas directamente modelables (por ejemplo, la participación mínima de las tecnologías renovables en la generación) y metas no directamente modelables (por ejemplo, con relación a metas de reducción de las emisiones en otros sectores de la economía). Dichos objetivos son considerados solamente en el caso de TE, mientras que en el escenario de BAU la participación de centrales emisoras sigue sin restricciones. De esta forma, es posible determinar los impactos que tienen en los planes de expansión, las limitaciones de emisiones y los costos resultantes.

Para calcularlos, se modelan explícitamente las emisiones de las centrales termoeléctricas a partir de los factores de emisión de los combustibles que utilizan. Con eso, se determina la operación del mínimo costo de los sistemas, sujeta a las restricciones de emisiones (en el caso de TE), así como el costo de imponer dichas restricciones al modelo.

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	No exceder 359 MtCO <sub>2</sub> e (economía general). 20 % de energía renovable al 2025.	75 % de generación limpia al año 2050.
Barbados	70 % de descarbonización del sector eléctrico.	No hay metas definidas. 95 % de descarbonización del sector eléctrico.
Bolivia	79 % de renovables (incluida hidráulica). 19 % de otras renovables.	75 % de generación renovable (incluida hidráulica).
Brasil	50 % de reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> e (vs. 2005).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Chile	Participación renovable del 80 %.	Carbononeutralidad.
Colombia	Reducción en un 51 % de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio).	Carbononeutralidad.
Costa Rica	Alcanzar y mantener la generación 100 % renovable.	Carbononeutralidad. Mantener la generación 100 % renovable.
Ecuador	20,9 % de reducción de las emisiones para 2025.	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
El Salvador	Aumento en un 50 % de la capacidad renovable con respecto a 2019.	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Jamaica	Reducción de las emisiones de entre 25,4 % y 28,5 % con respecto a 2005 (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró una meta del 75 % de generación limpia.
México	Reducción de las emisiones de GEI entre el 22 % y el 36 % (condicionada). Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51 % y un 70 % (condicionada)	50 % de generación de fuentes no emisoras.
Panamá	15 % de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN).	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Paraguay	Reducción de las emisiones de GEI entre el 10 % y el 20 % (economía general).	Carbononeutralidad.
Perú	No exceder 208,8 MtCO <sub>2</sub> e (economía general), o 179 MtCO <sub>2</sub> e (meta condicionada).	Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO <sub>2</sub> e.	No hay metas definidas. Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	Reducción del 15 % en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 %.

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO <sub>2</sub> ; (ii) 62-63 % CH <sub>2</sub> y (iii) 51-57 % N <sub>2</sub> O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

Nota: La abreviación MtCO<sub>2</sub>e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH<sub>2</sub> representa el metileno; N<sub>2</sub>O, el óxido de nitrógeno.



## Proyección de los precios de los combustibles

Los precios de los combustibles en muchas regiones son sensibles y están correlacionados con los precios internacionales; por lo tanto, un análisis de esas tendencias de precios es fundamental para llevar a cabo este pronóstico. En la preparación de los escenarios de este estudio, se han analizado cuatro pronósticos de precios de los combustibles disponibles públicamente, realizados por instituciones acreditadas, a fin de construir un punto de referencia internacional de dichos precios. Los trabajos consultados son:

- ▶ *Commodity markets outlook*, publicado en abril de 2023 por el Banco Mundial.
- ▶ *Annual Energy Outlook (AEO)*, publicado en enero de 2023 por la agencia responsable de la energía en Estados Unidos, Energy Information Administration (EIA).
- ▶ *World Economic Outlook (WEO)*, publicado en abril de 2023 por el Fondo Monetario Internacional (FMI).



▶ *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, de CME Group, publicado en mayo de 2023.

Finalmente, se optó por las proyecciones del Banco Mundial (2023a). Todas las proyecciones se transformaron a dólares estadounidenses de 2023, bajo el mismo supuesto de tasa de inflación anual para las materias primas, extraída de las previsiones del Banco Mundial (el índice MUV [valor unitario de manufactura]). Lo anterior permite una comparación justa entre las distintas proyecciones y, al mismo tiempo, un análisis de las imágenes sin considerar el efecto de la inflación en las proyecciones de precios.

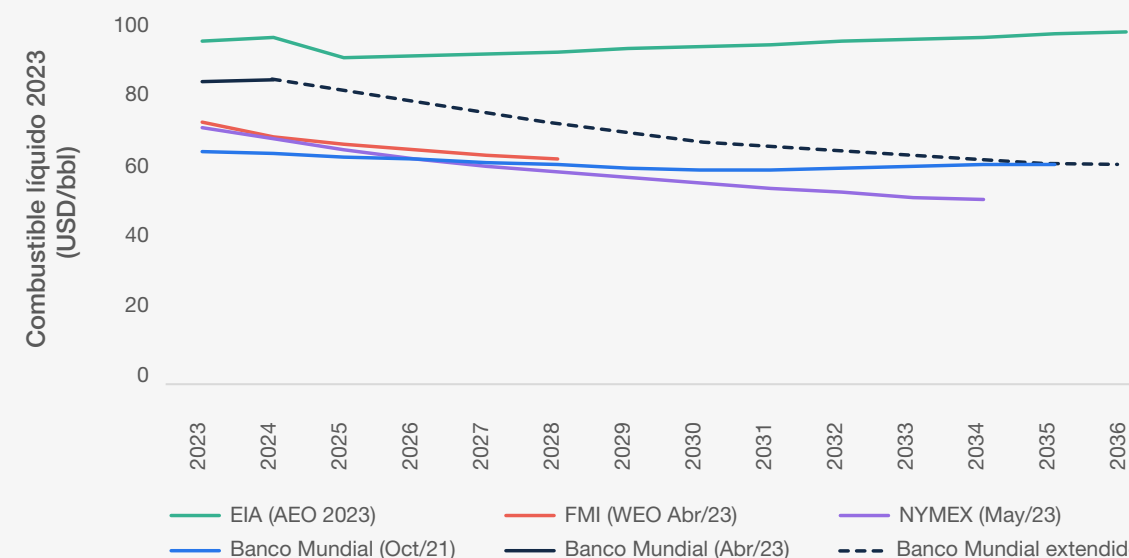
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar entre diferentes regiones y mercados. En segundo lugar, reflejan las dinámicas del mercado global y están menos influenciados por factores locales, lo que proporciona una perspectiva más amplia sobre las tendencias de los precios de la energía. Además, son reconocidos y utilizados en los mercados energéticos, lo que mejora la transparencia y credibilidad en las proyecciones. En general, la incorporación de índices internacionales en las perspectivas de precios de la energía eléctrica puede mejorar la precisión y confiabilidad de las proyecciones al capturar tendencias y dinámicas del mercado más amplias.

## ▶ Proyección de los precios de los combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se propone considerar las proyecciones del petróleo Brent y el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023 (último disponible en el momento del análisis). Como el pronóstico del Banco Mundial se centra en el corto plazo (hasta 2024), se considera que, entre 2025 y 2035, los precios del petróleo convergen a la proyección más larga del Banco Mundial a partir de octubre de 2021 y, después de 2036, se mantiene constante en términos reales el último valor de la proyección (2035).

GRÁFICO 4.1

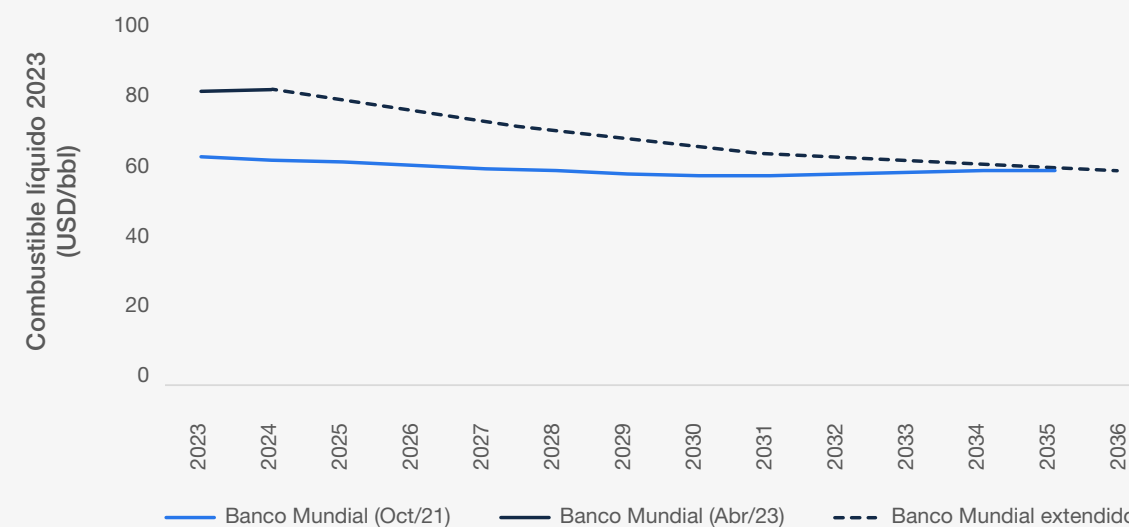
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



Fuente: Banco Mundial (2023).

Para cada planta que opera en el sistema, se utilizan sus costos variables actualizados (publicados en las bases de datos oficiales aplicadas en la planificación energética de los países o en informes de las autoridades locales), los cuales son considerados el punto de partida de su serie de costos. Luego, para indexar la variación del componente de costo de los combustibles, se utiliza la serie de precios del petróleo del Banco Mundial, ya que existe una relación directa entre el costo de este y el de sus derivados (por ejemplo, el diésel y el búnker [fuelóleo pesado]). Además, existe una porción no indexada de su costo: el componente fijo de transporte, para el que se considera un valor constante de 6 USD/barril.

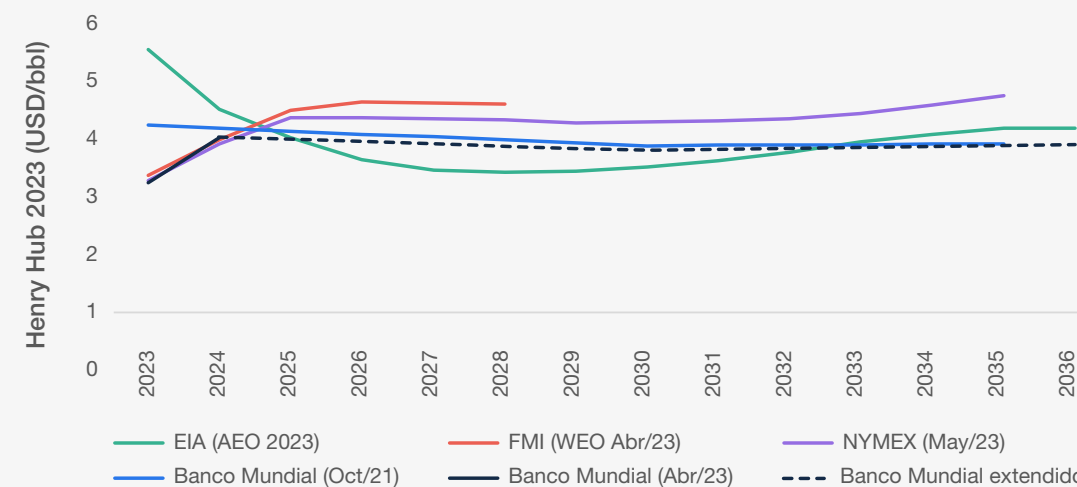
### ► Proyección de los precios del gas natural

Para la indexación de los precios del gas natural, se utiliza el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023. La curva del precio del gas se amplió según el mismo enfoque utilizado para la curva de los combustibles líquidos.

A fin de calcular el precio final del gas natural, se deben sumar al precio Henry Hub (HH) algunos costes adicionales, como licuefacción, transporte y regasificación. Se sugiere considerar que estos costos adicionales representan USD 4,5 por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu), más el 115 % del precio del gas natural HH.

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

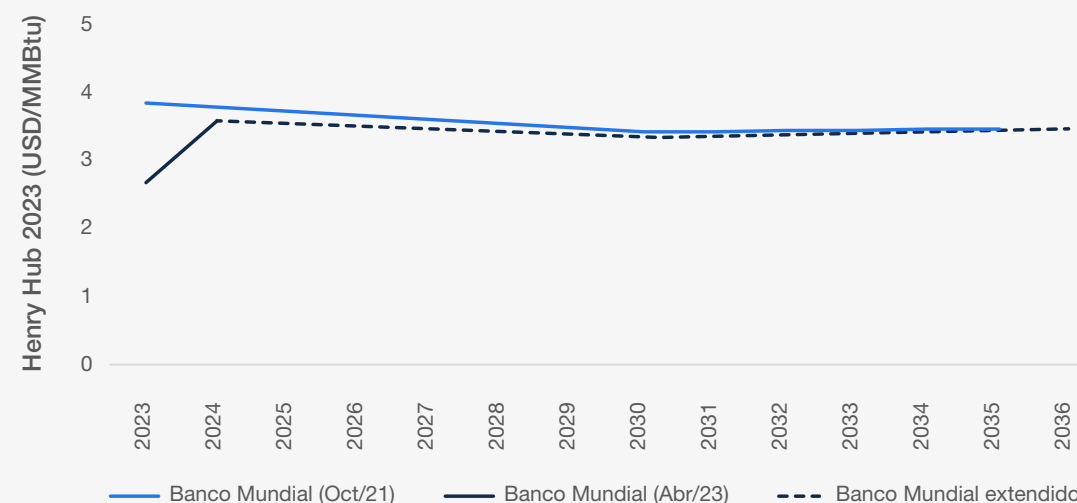


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.4

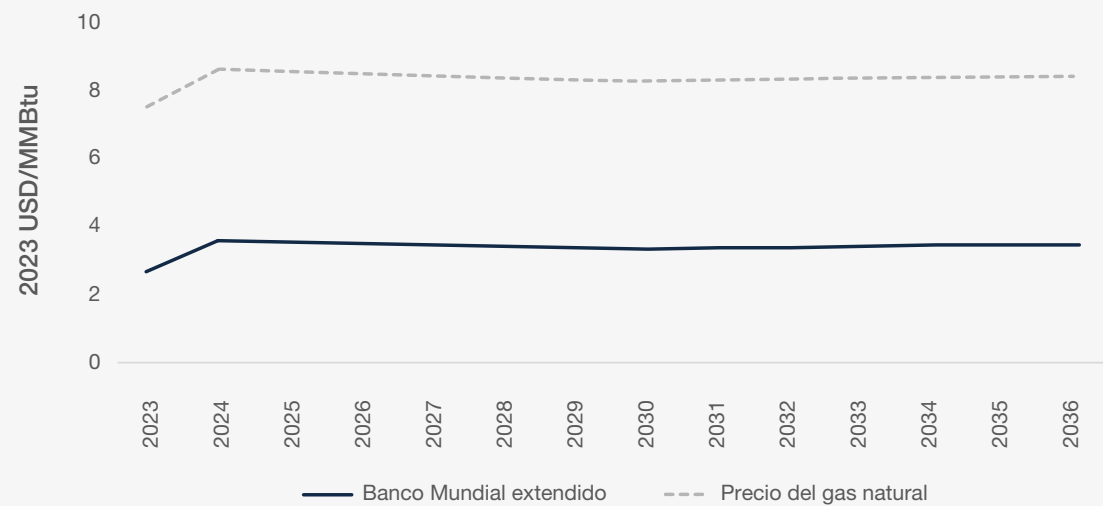
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

GRÁFICO 4.5

Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

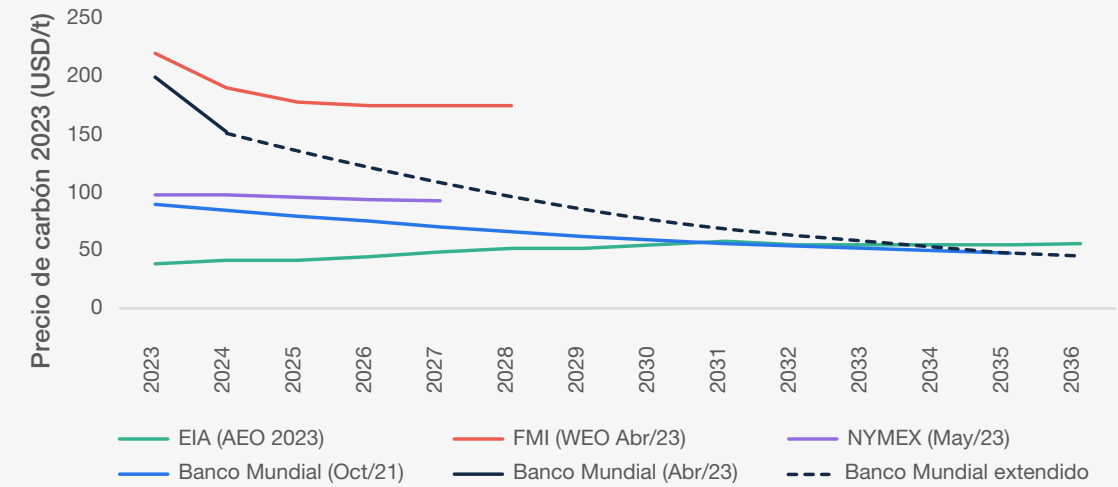
## Proyección de los precios del carbón

Si bien los precios publicados por la EIA presentan un horizonte más largo (hasta 2050), están focalizados en la realidad estadounidense, mientras que los precios proyectados por el Banco Mundial ofrecen la ventaja de tener un enfoque internacional más amplio. Además, las proyecciones de la EIA se actualizan una vez al año, mientras que el Banco Mundial lo hace dos veces al año. Como en el caso del gas, en este reporte se ha utilizado la publicación de abril de 2023.

Dado que es importante mantener consistencia entre las diferentes proyecciones de combustibles y que el Banco Mundial presenta pronósticos para todos los combustibles de interés, se consideran los precios del carbón estimados por esta institución. Para ampliar la curva de este producto, se adopta el enfoque utilizado para el petróleo y el gas natural. Así, se consideró un costo de transporte de 30 USD/tonelada para obtener el costo variable unitario final de una central térmica y, a la inversa, la cantidad extraída del costo variable unitario existente para indexar la porción del costo del carbón.

GRÁFICO 4.6

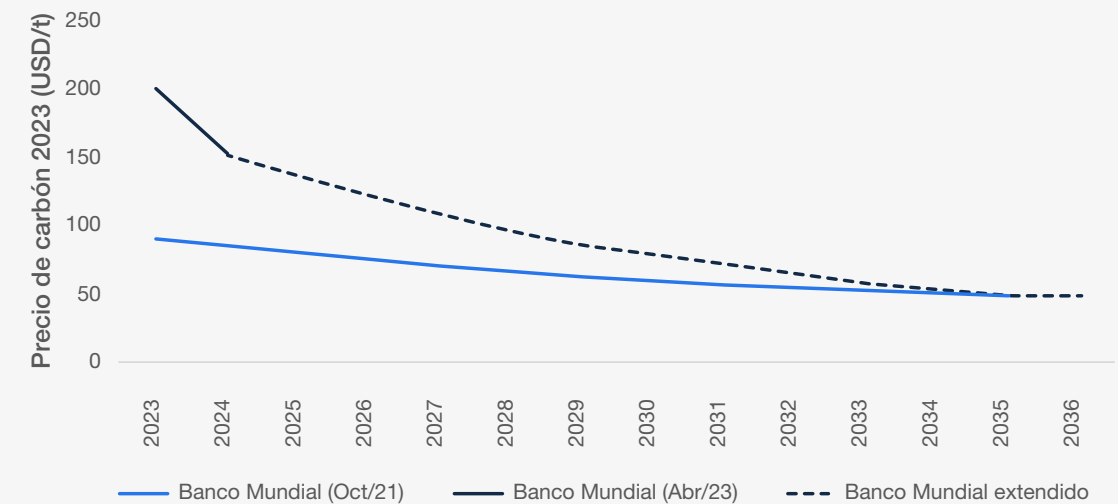
Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias



Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a) y FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.7

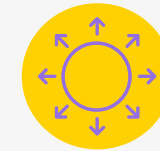
Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).



**El sector eléctrico dominicano se ha transformado notablemente gracias a acciones y políticas gubernamentales focalizadas en la expansión del parque de generación, que han priorizado la instalación de plantas de ERNC para reducir la dependencia energética del país y avanzar en su transición energética.**



## Tecnologías candidatas para la expansión

Un supuesto clave para optimizar la expansión del sistema a largo plazo son los parámetros técnicos y económicos de las tecnologías candidatas, las cuales pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y estructura de costos de estas candidatas —por ejemplo, los gastos de capital (CAPEX) y los costos fijos—, así como la vida útil, ya que determinan la competitividad de los proyectos. El conjunto clave de supuestos formulados para las diferentes tecnologías se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3. El coste de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el coste fijo de la primera candidata a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido en sus costos fijos.

**CUADRO 4.2**

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

PARÁMETROS TÉCNICOS	Gas ciclo combinado	Gas ciclo abierto	Combustibles líquidos	Carbón	Nuclear
Costo de inversión (USD/kW)	1.200	850	800	1.800	5.000
Tiempo de construcción (años)	3	2	1	4	5
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	30-40-30	50-50	100	20-30-30-20	20-20-20-20-20
Vida útil (años)	25	25	20	30	30
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	30	30	25	35	100
Consumo específico (MMBtu/MWh)	6,5	8,5	8	10	10
Costo O&M variable (USD/MWh)	3	4,5	5	7	9
Tasa de descuento	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %

**Nota:** O&M designa operación y mantenimiento.  
**Fuente:** Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

**CUADRO 4.3**

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	30-40-30	50-50	20-20-20-20-20	50-50	20-20-20-20-20	100	30-40-30	100	100	100
Vida útil (años)	30	25	30	25	25	30	30	15	15	15
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	40	25	115	25	65	15	70	30	30	30
Tasa de descuento	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %

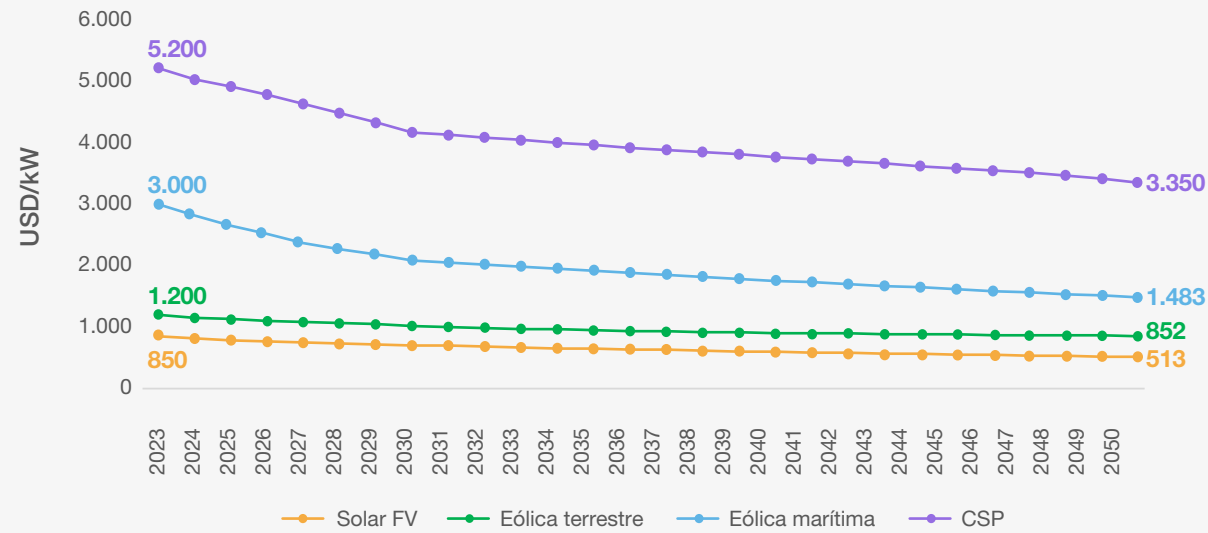
**Nota:** O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.  
**Fuente:** Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

Además, en el estudio se adopta una tendencia a la baja en los costes de inversión de soluciones solares, eólicas y de almacenamiento en baterías debido a los avances tecnológicos y al desarrollo de estas industrias. Las curvas de evolución de los costos de estas fuentes son elaboradas con base en informes de reconocidas instituciones, como el de la Comisión Nacional de la Energía de Chile (Ministerio de Energía, s. f.) y el *Annual Technology Baseline*, del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, 2023).



GRÁFICO 4.8

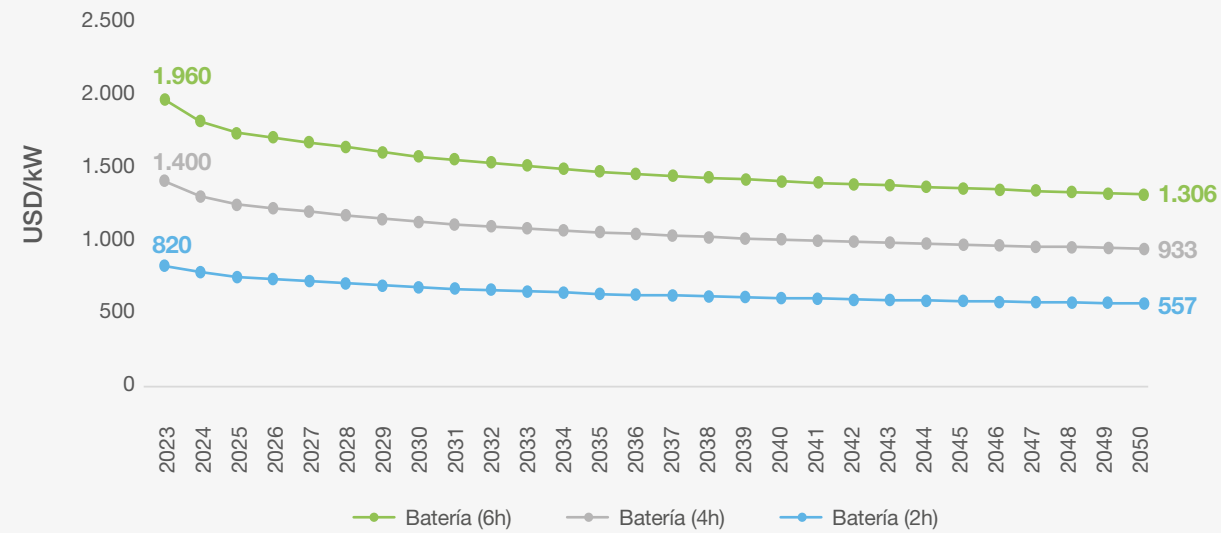
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



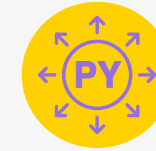
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.9

Curva de costos para baterías



Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).



## Supuestos adoptados en la expansión del sistema

En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico dominicano tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

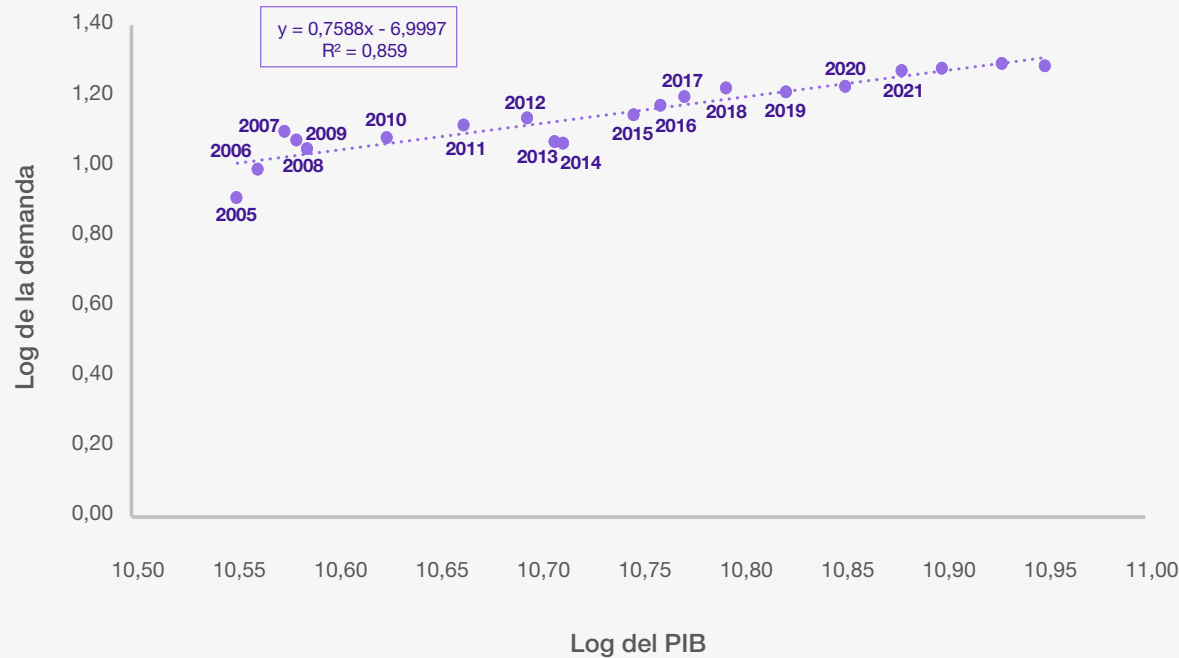


## ► Demanda potencial

Como se explica en el apartado **Pronóstico de la demanda** del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2000 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, lo que permite realizar la proyección de la demanda de electricidad para los años restantes del estudio. En el caso de República Dominicana, la elasticidad estimada fue de 0,7588, como se muestra en el gráfico 4.10.

GRÁFICO 4.10

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico



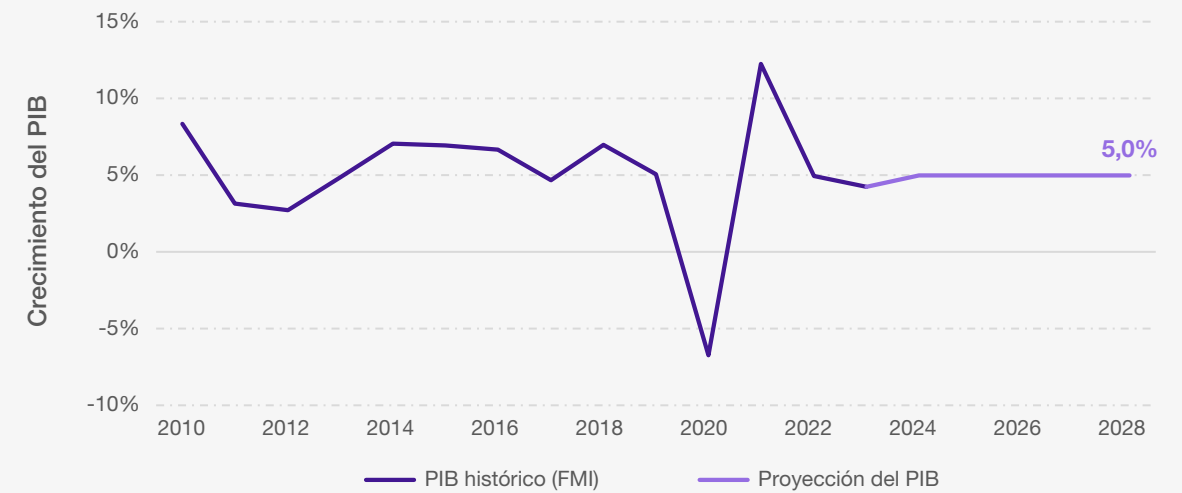
Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024 y procesados).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial de electricidad es el crecimiento del PIB del país. Para obtenerla, se utiliza como

referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.11 muestra la evolución del PIB del país, para el cual se proyecta un crecimiento de aproximadamente el 4,2 % en 2023 y un valor promedio del 5 % a partir de 2025. Dado que el pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028, para los años siguientes, se adopta el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque cabe destacar que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 5 %.

GRÁFICO 4.11

Crecimiento y proyección del PIB

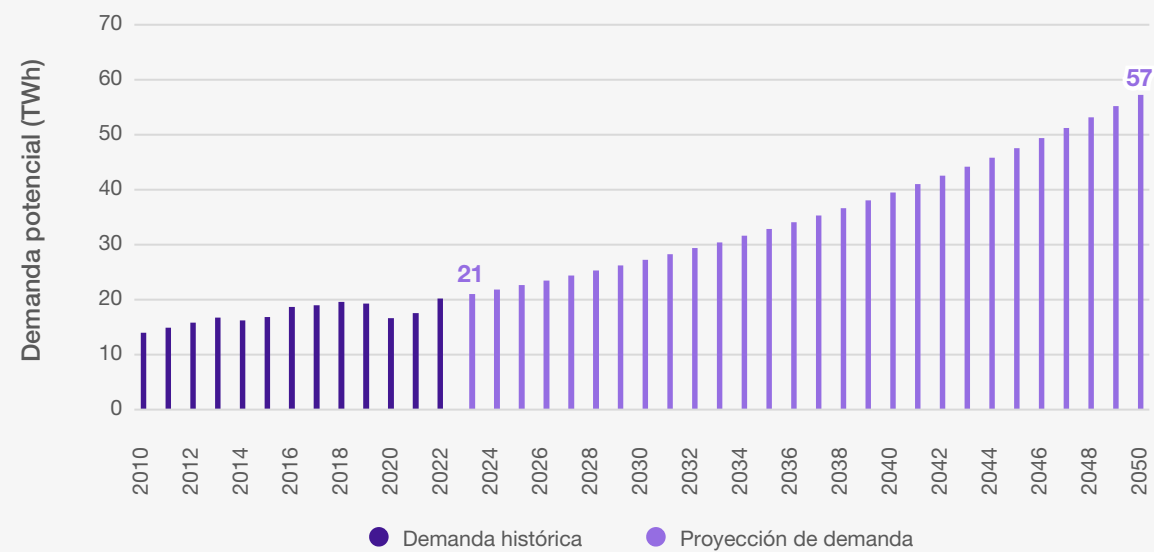


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte bajo estudio es de aproximadamente el 3,8 % dado que la elasticidad está bastante por debajo de 1, resaltando que la demanda crece a una tasa inferior al PIB durante todo el periodo. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 172 % entre 2023 y 2050. El gráfico 4.12 presenta la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.12

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



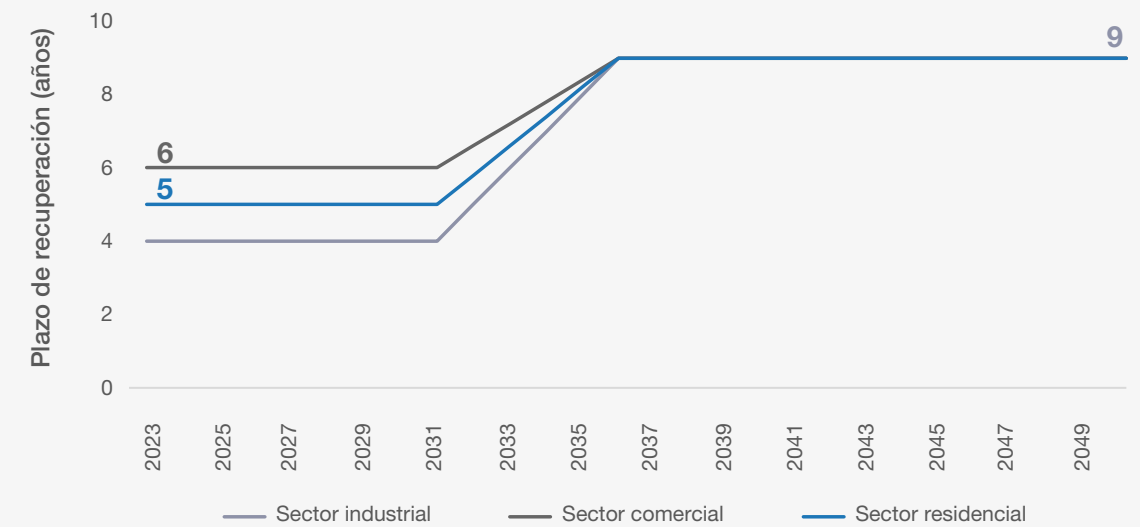
Se puede observar que, a lo largo del horizonte, solo hubo una disminución considerable en 2020, debido a la pandemia de COVID-19. Después de ese año, las variaciones de la demanda son positivas, haciendo que se duplique al final del horizonte.

### ► Generación distribuida

Como se explica en el apartado sobre esta tecnología de la “Metodología para el cálculo de supuestos” (apéndice 8), la proyección de la generación distribuida (GD) se estima con base en el modelo de difusión de Bass (1969). Uno de los supuestos más relevantes para esta estimación es el plazo de recuperación (*payback*) de los proyectos percibido por los adoptantes que conforman el mercado potencial. Los datos de plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022) y están representados en el gráfico 4.13, donde se observa su evolución para cada sector de la economía dominicana.

GRÁFICO 4.13

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

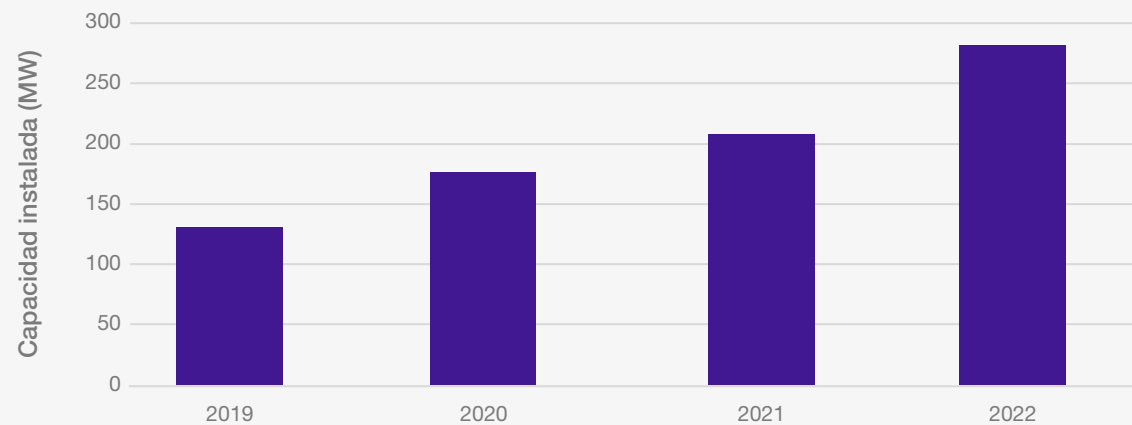


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Debido a los bajos plazos de recuperación observados por los consumidores locales, existe bastante incentivo actualmente para la adopción de la GD en el país, que al cierre de 2022 contaba con aproximadamente 280 MW instalados (gráfico 4.14), uno de los mayores registros de la región. A partir de 2036, se asume que los plazos convergen a 9 años, cuando la GD alcanza una participación del 5 % en la demanda total en el país, haciendo un poco menos atractiva esta opción tecnológica.

GRÁFICO 4.14

Datos de proyectos de GD instalados en República Dominicana



Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Con base en los datos históricos de capacidad instalada y la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de la GD en el país. El gráfico 4.15 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda potencial de electricidad.

Los plazos bajos contribuyen a la alta adopción en los primeros años, de manera que la tecnología alcanza una capacidad instalada de más de 1.000 MW en 2035. Después del período de convergencia a un plazo de recuperación más prolongado (igual a 9 años), se observa un crecimiento un poco menos acelerado, dando lugar a la instalación de aproximadamente 2.700 MW de GD hasta 2050, con un potencial de generación equivalente al 7 % de la demanda potencial.

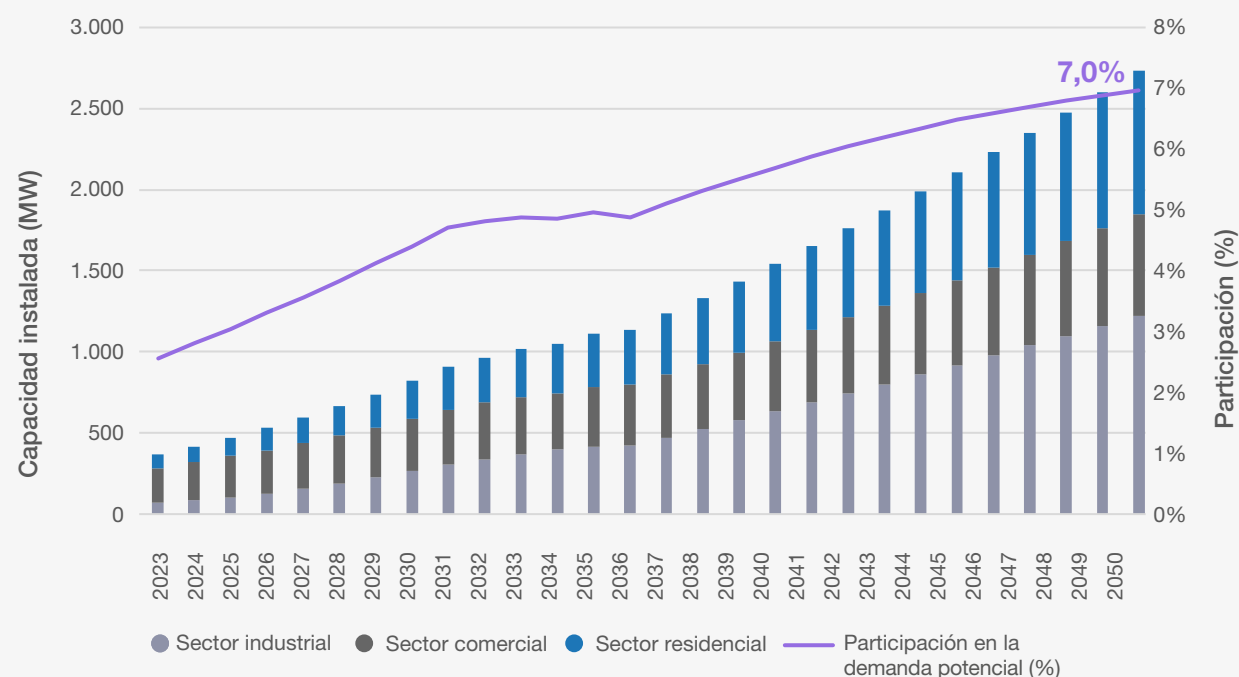


**El sistema eléctrico dominicano tiene una marcada participación de las centrales termoeléctricas en la matriz, especialmente de plantas duales (gas natural y combustibles líquidos) y de carbón. La participación de las renovables no convencionales ha crecido de forma acelerada en los últimos años, pero su penetración es todavía baja pese a los incentivos fiscales y otras medidas para incentivar su implantación.**



GRÁFICO 4.15

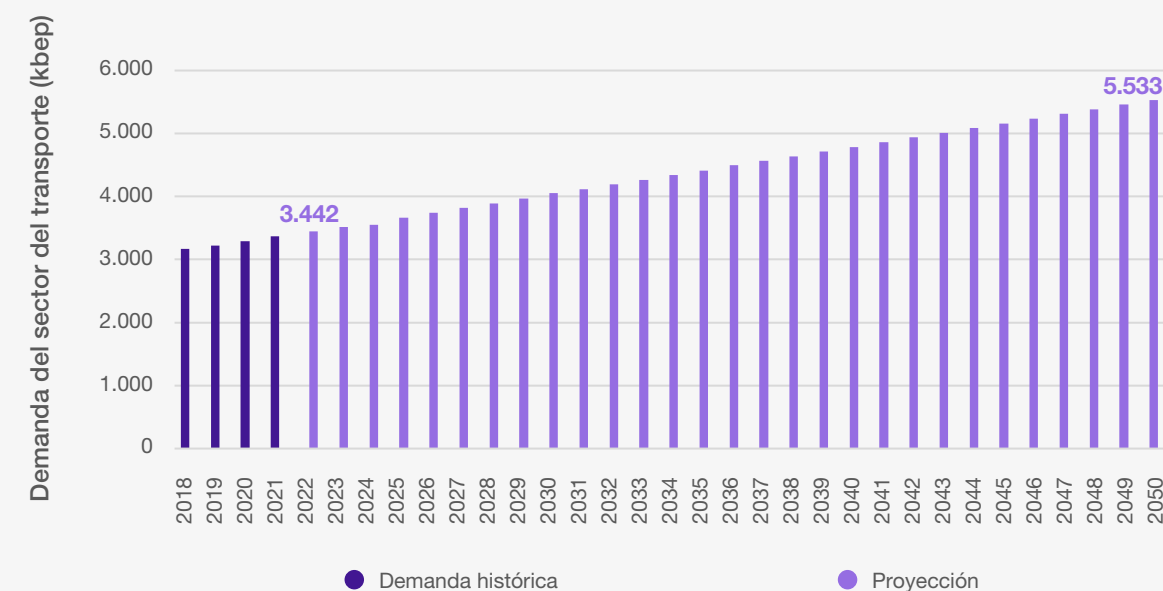
Curva de adopción de la generación distribuida



El análisis de la demanda del transporte dominicano realizado para estas simulaciones coincide con el Informe de Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2022) en que no hay registros de consumo de electricidad en este sector.

GRÁFICO 4.16

Proyección de la demanda en el sector del transporte



Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (2020a) y Banco Mundial (2022b).

## Electromovilidad

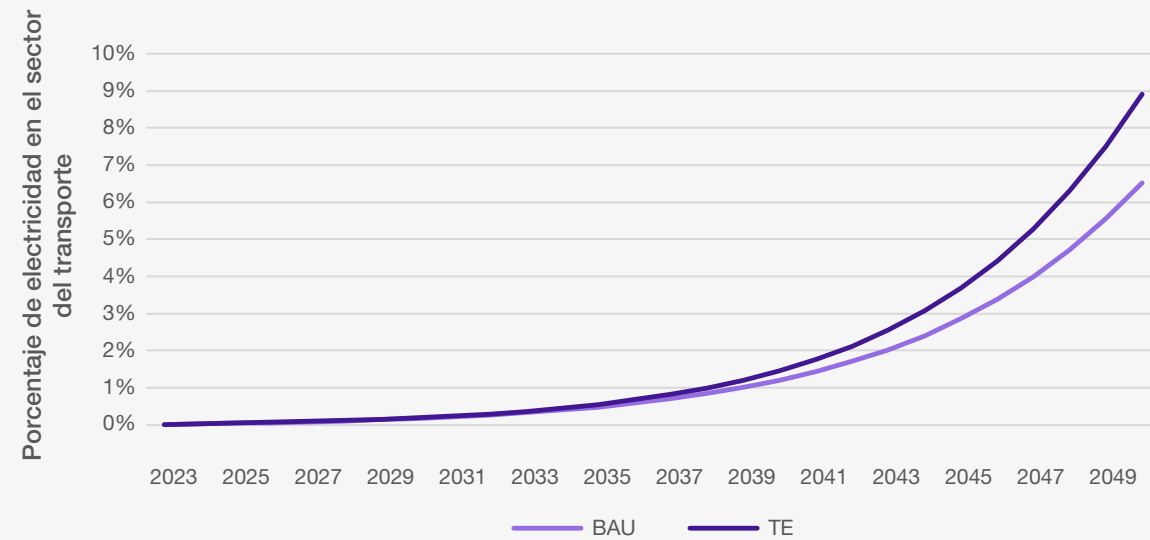
En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adopta una estrategia ascendente (*top-down*) para proyectar la demanda de electricidad para movilidad y una premisa para el porcentual de consumo en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2023b). Se pueden obtener más detalles sobre la metodología y los supuestos en el apartado “Electromovilidad” del apéndice 8.

Para realizar la proyección de la demanda de vehículos eléctricos, se utiliza un análisis histórico según el Plan Energético Nacional 2022 del Gobierno de la República Dominicana. Se estima que la demanda del sector del transporte dominicano aumentará en promedio el 1,7 % en el horizonte bajo estudio, con un crecimiento acumulado de 61 % hasta el año 2050, incluso si esa alza no es constante en este periodo. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos.

Dada la ausencia de consumo, el país se ubicó en el grupo para el que se considera un retraso de 10 años en relación con las metas de electrificación planteadas por la IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética y 15 años en el caso de BAU. En el gráfico 4.17 se muestra la curva de adopción, que indica el porcentaje de electricidad en la demanda para el transporte que se adopta en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el país alcance en 2050 un consumo de electricidad equivalente al 6,5 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de BAU y al 8,9 % en el caso de transición y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.17

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte



En términos de consumo de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se presentan en el gráfico 4.18. La demanda del escenario de transición es aproximadamente el 37 % superior a la demanda del escenario de BAU en 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores reflejan, además, una participación en la demanda potencial de la demanda por electromovilidad igual al 6,9 % en el escenario BAU y al 9,2 % en el escenario de transición para el año 2050 (gráfico 4.19).

GRÁFICO 4.18

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

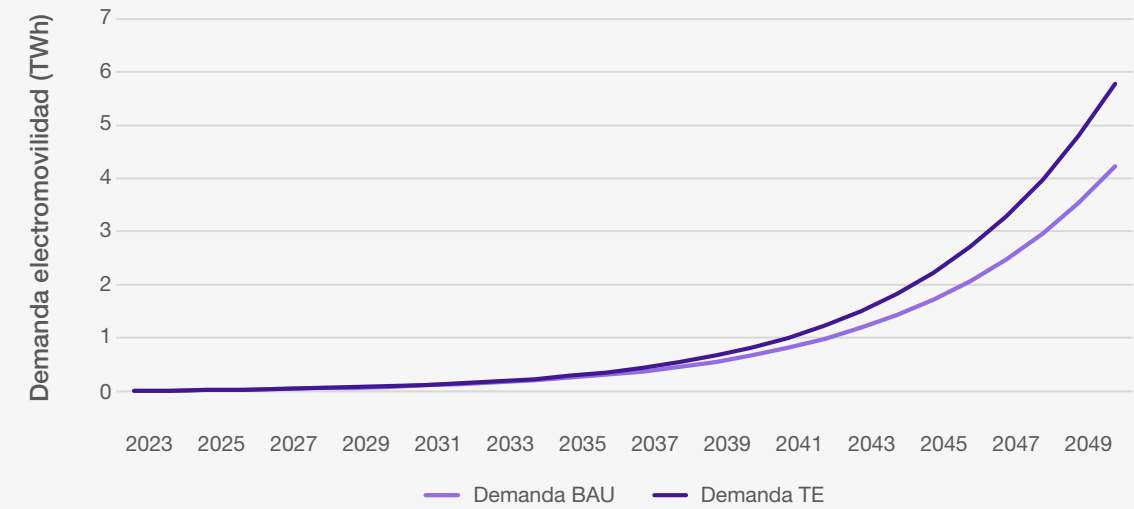
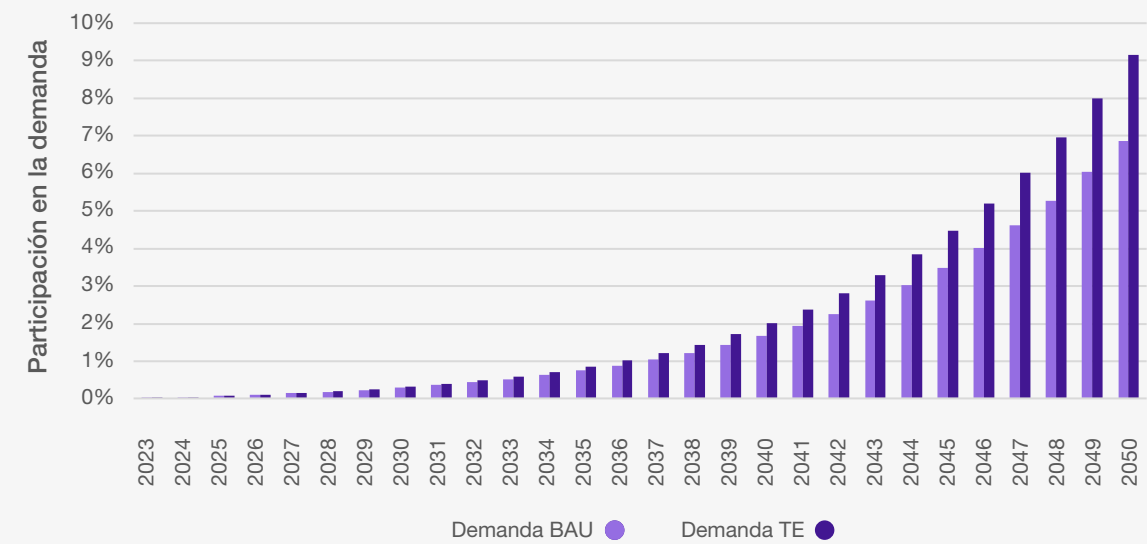


GRÁFICO 4.19

Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial



## ► Hidrógeno verde

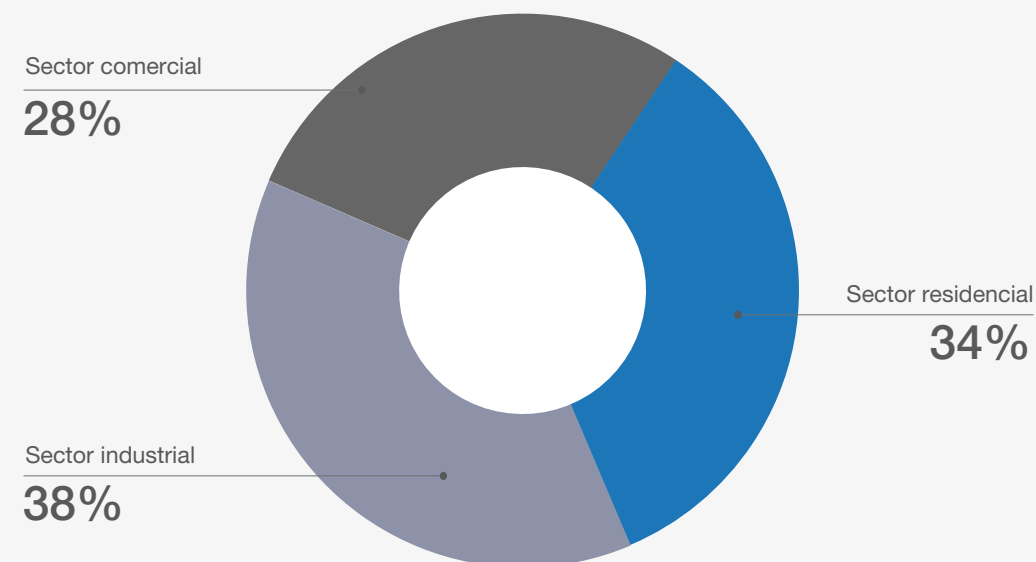
En República Dominicana, no se tiene previsto desarrollar H<sub>2</sub>V en el corto o mediano plazo y, por esta razón, no se incluye prospectiva de este recurso.

## ► Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología explicada en el apartado correspondiente del apéndice 8. En República Dominicana, no hay un sector que destaque mucho en relación con los demás: el sector industrial, con el 38 %, es el que tiene mayor representación, seguido por el residencial, al que corresponde el 34 %, y, por fin, el comercial, con el 28 %, como se muestra en el gráfico 4.20.

GRÁFICO 4.20

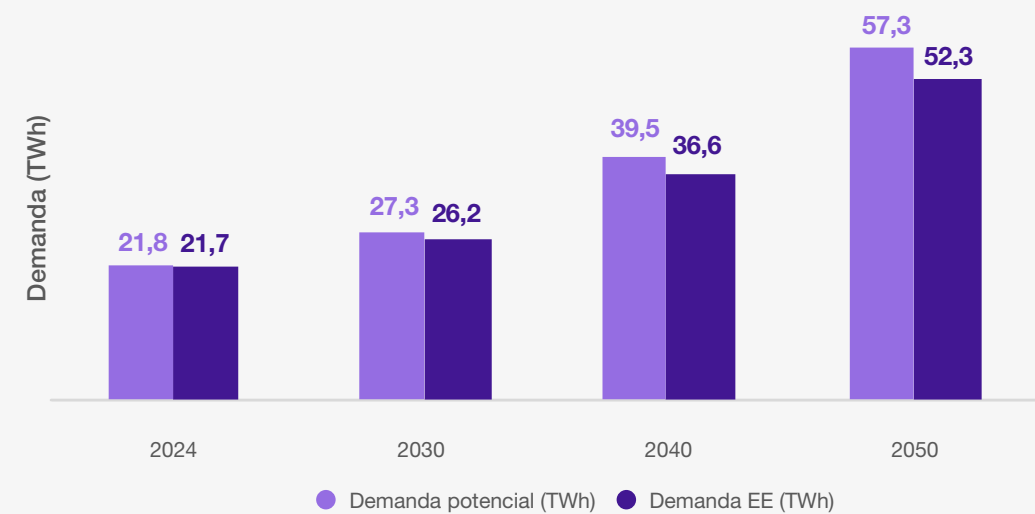
Distribución de la demanda en los sectores de la economía dominicana



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar una reducción de la demanda de hasta el 8,7 % con relación a la demanda potencial en 2050, lo que supone aproximadamente 5 TWh, cantidad de energía equivalente a la producción de 1,5 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.21

Proyección de las ganancias de eficiencia

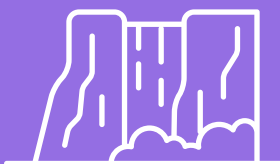
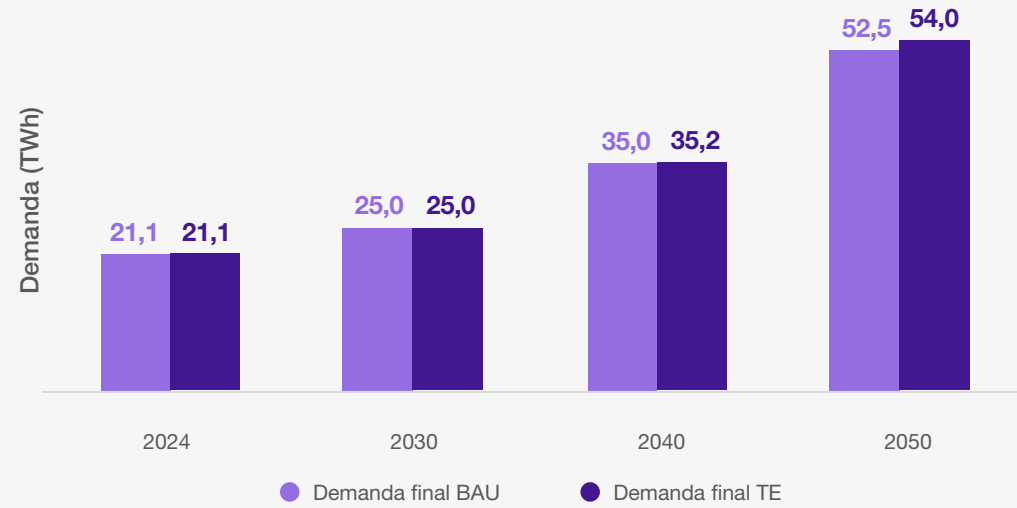


## ► Demanda final

Con la combinación de supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de República Dominicana. Este es el valor considerado al estimar la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.22 presenta la proyección de la demanda final. Aunque en este país no se prevé producir hidrógeno verde, las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad hacen que la demanda del país en 2050 sea aproximadamente un 3 % superior en el caso de transición que en el de BAU.

GRÁFICO 4.22

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



## Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El plan de expansión proyectado considera un conjunto de proyectos que entrarán en operación durante la primera década del estudio, enumerados en el cuadro 4.4. La lista se fundamenta en datos del OC.

CUADRO 4.4

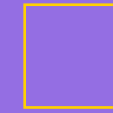
Proyectos considerados en el plan de expansión

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Gas natural	Siba Energy	194
2023	Diésel	Pimentel 4	34
2023	Eólica	Los Guzmancitos II	50
2023	Solar	Cumayasa 1	50
2023	Solar	Cumayasa 2	30
2023	Solar	Los Negros	17
2023	Solar	Matrisol	55,1
2024	Solar	Bani	160
2024	Solar	Canoa	50
2024	Solar	Coastal	100
2024	Solar	La Victoria	50
2024	Solar	Lucila	11,4
2024	Solar	Maranatha	10
2024	Solar	Marti	43
2024	Solar	Monte Plata II	34
2024	Solar	Sajoma	80
2024	Solar	Washington Capital Solar Park 2	50



Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2024	Solar	Washington Capital Solar Park 3	50
2025	Solar	Bani	160
2025	Solar	Las Barias	9,2
2025	Solar	Este Cabreto	50
2025	Solar	DRG Energy	187
2025	Solar	Electro-Solar	40
2025	Solar	Jovillos	13,8
2025	Solar	Bani	160
2025	Solar	Las Barias	9,2
2025	Solar	Este Cabreto	50
2025	Solar	DRG Energy	187
2025	Solar	Electro-Solar	40
2025	Solar	Jovillos	13,8
2025	Solar	Electro-Solar	40
2025	Solar	Jovillos	13,8

5



# Análisis de la expansión del sistema eléctrico de República Dominicana



» En este capítulo se presenta un análisis del plan de expansión del sistema eléctrico dominicano en los dos escenarios, el de BAU y el de TE.

El objetivo es exponer su estado actual y la expansión calculada con el conjunto de premisas explicadas anteriormente. Se empieza por explorar el escenario de continuidad, para seguir con un análisis sobre la expansión en el caso de transición y culminar con comparaciones entre ambos.



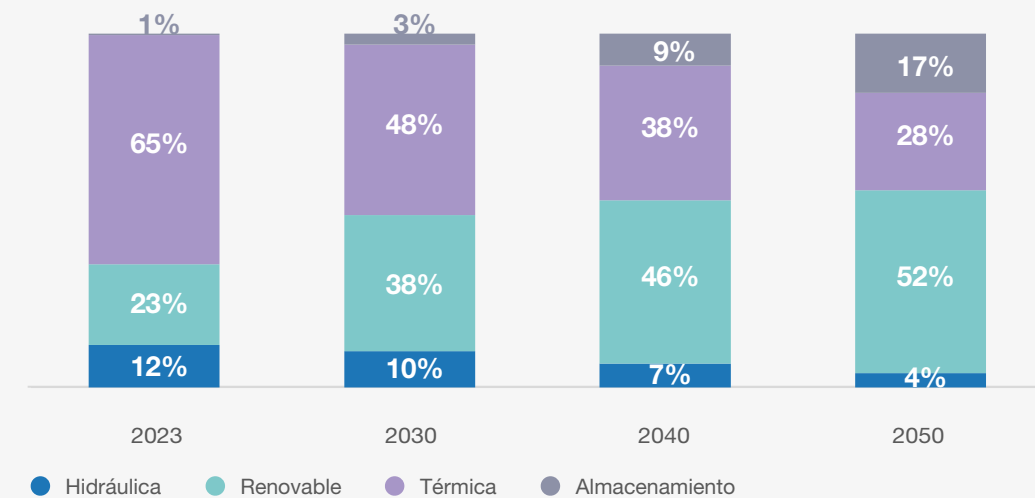
## Caso de BAU

### ► Expansión de la generación

En este escenario, se destaca la reducción de la participación termoeléctrica (del 65 % al 28 %), mientras que las fuentes renovables (principalmente eólica y solar) aumentan hasta representar el 52 % de la matriz. Además, se destaca el importante incremento de la capacidad de almacenamiento del sistema, con la implementación de baterías, que actúan para complementar la intermitencia renovable y proporcionar otros servicios operativos.

GRÁFICO 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema dominicano en el caso de BAU



**Nota:** La energía renovable incluye solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo.

En el corto plazo, se anticipa una expansión impulsada por la implementación de plantas solares vinculadas a sistemas de almacenamiento mediante baterías. Esta tecnología híbrida se destaca por su alta competitividad, gracias a las atractivas señales de precios presentes en el sistema actual. La combinación de energía solar con baterías permite aprovechar la fuente solar durante las horas nocturnas, desplazando así el uso de las plantas térmicas más antiguas e ineficientes. Es relevante señalar que los requisitos regulatorios actuales ya contemplan la obligatoriedad de asociar baterías a las plantas solares de mayor capacidad. Esta regulación ha sido diseñada para estimular la adopción del almacenamiento, facilitando la integración de esta fuente al tiempo que se mantiene la seguridad del sistema.

En cuanto a la energía eólica, tecnología que fue pionera en el país, pero que ha perdido competitividad en los últimos años, se espera un retorno a su implementación, especialmente a partir de mediados de la década de 2030. En paralelo a la inserción de fuentes renovables, se espera una gran incorporación

de centrales de gas natural, resultado inicialmente de políticas adoptadas por el actual Gobierno, como las licitaciones enfocadas a esta fuente llevadas a cabo en los últimos años.

En el largo plazo, se observa la continuación de la inserción del gas para cumplir con los requisitos de confiabilidad sistémica, aunque a un ritmo menor que el observado en el corto plazo. En el apéndice 1 se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en República Dominicana tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema dominicano hasta 2050 en el caso de BAU

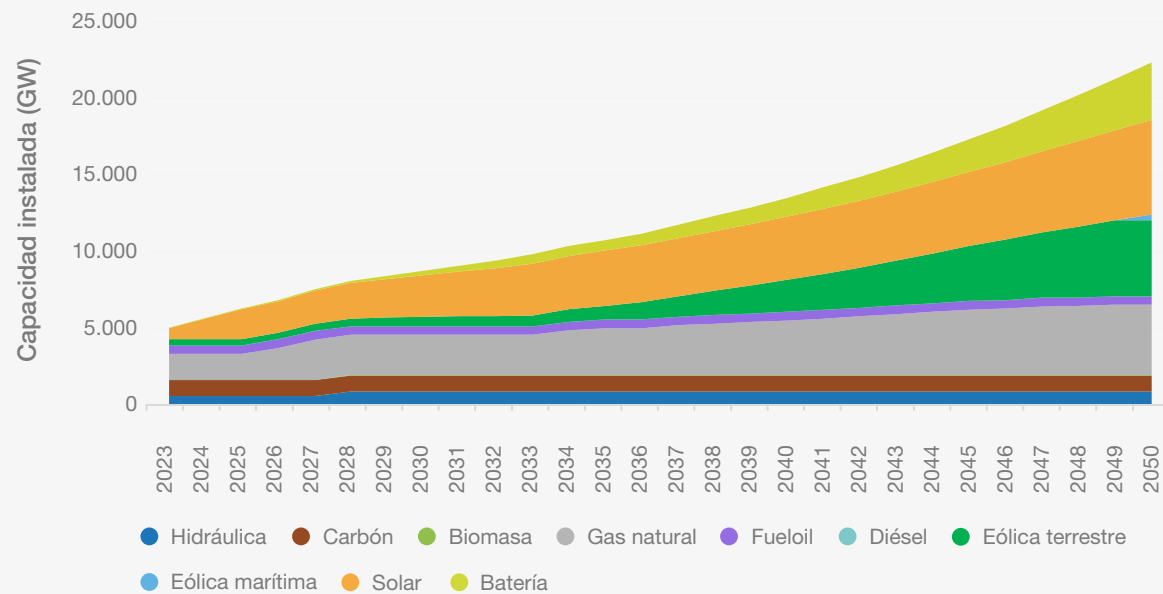
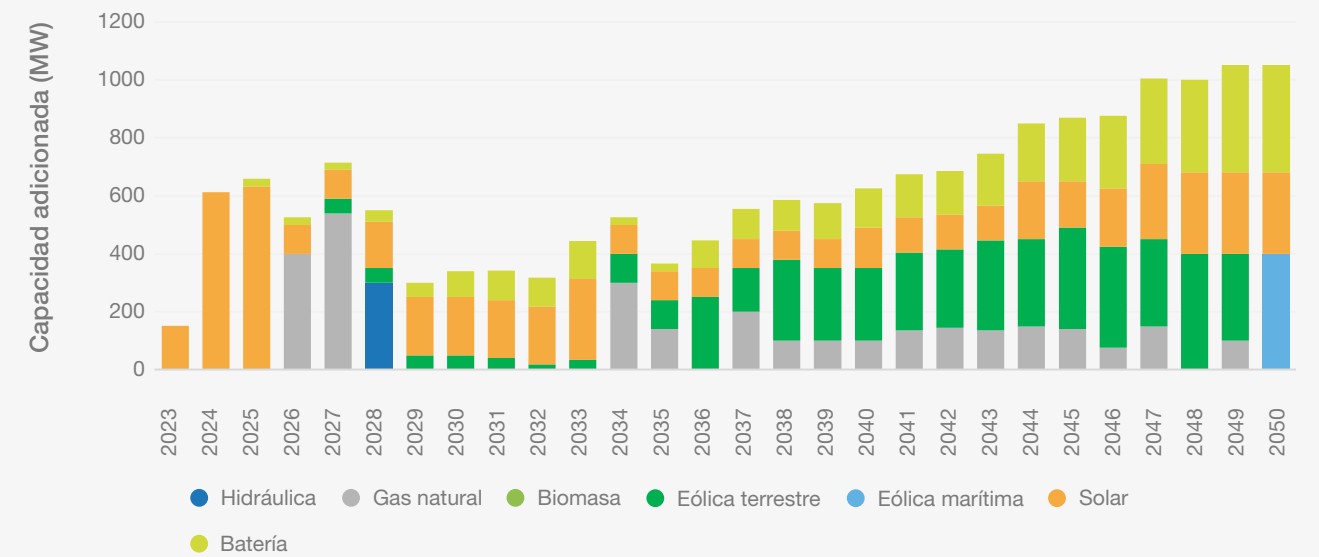


GRÁFICO 5.3

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema dominicano en el caso de BAU



### Perfil de generación

En este subapartado, se analiza con detalle la evolución de la canasta de generación del sistema dominicano. Para ello, se seleccionan el primer y último año del periodo evaluado y se presenta la generación anual, mensual y el despacho típico horario. Se pueden ver los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio en el caso de BAU en el gráfico A.2.1 del apéndice 2.

En el actual sistema, las plantas térmicas constituyen la tecnología más relevante para el suministro de energía. Las plantas de carbón son las protagonistas, tras la implementación, a partir de 2020, de políticas gubernamentales para expandir esta fuente en el país. También son relevantes las centrales de gas natural y fueloil (combustóleo), que se complementan con las plantas de fuentes renovables presentes en el sistema. Entre estas últimas destaca la energía solar, que, tras un fuerte despliegue en los últimos años, permite una importante rebaja del costo marginal de operación (CMO) en horario matinal.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema dominicano en 2024 en el caso de BAU

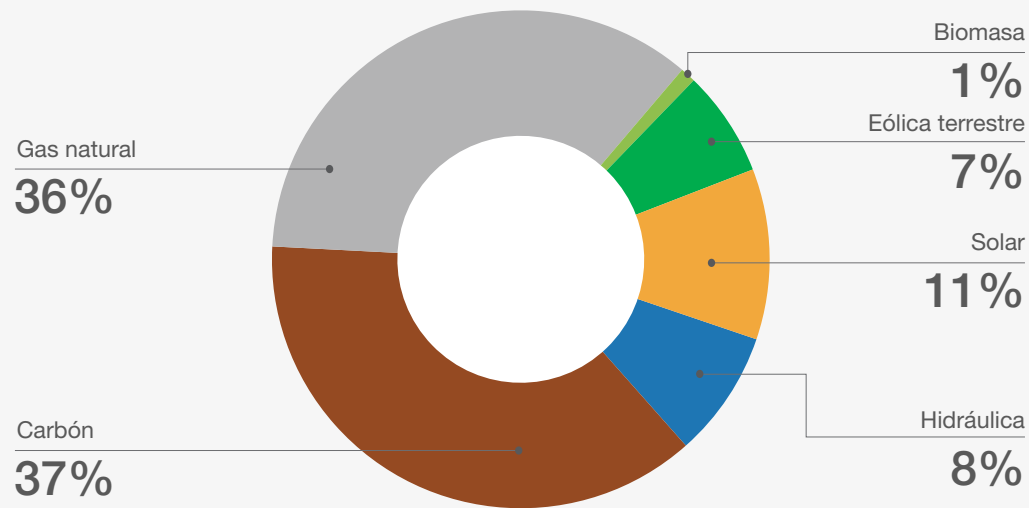


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema dominicano en 2024 en el caso de BAU

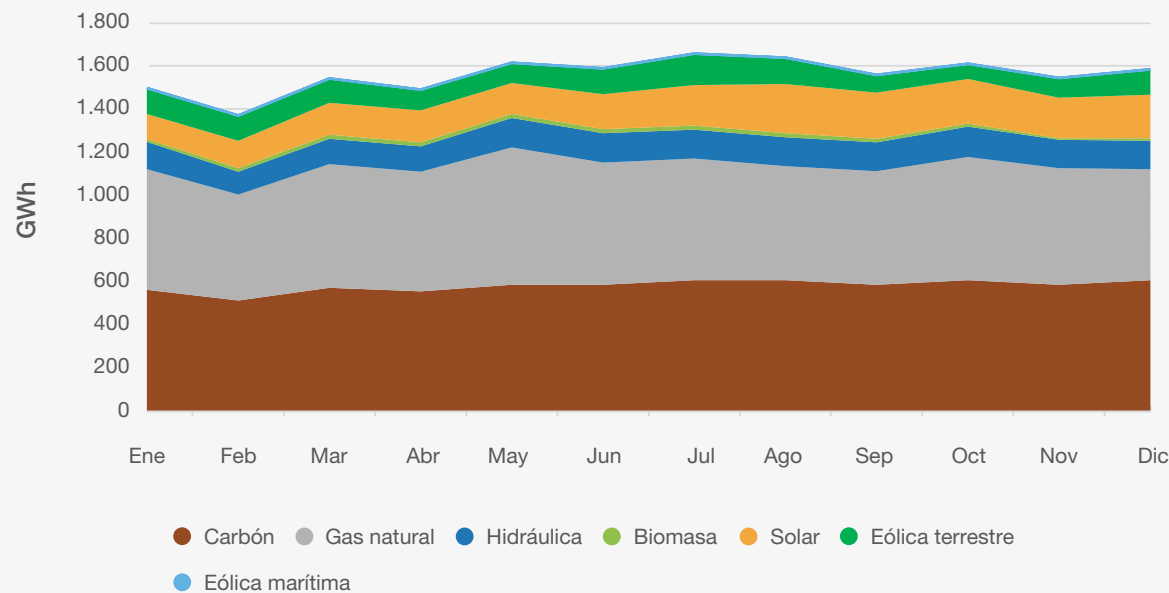
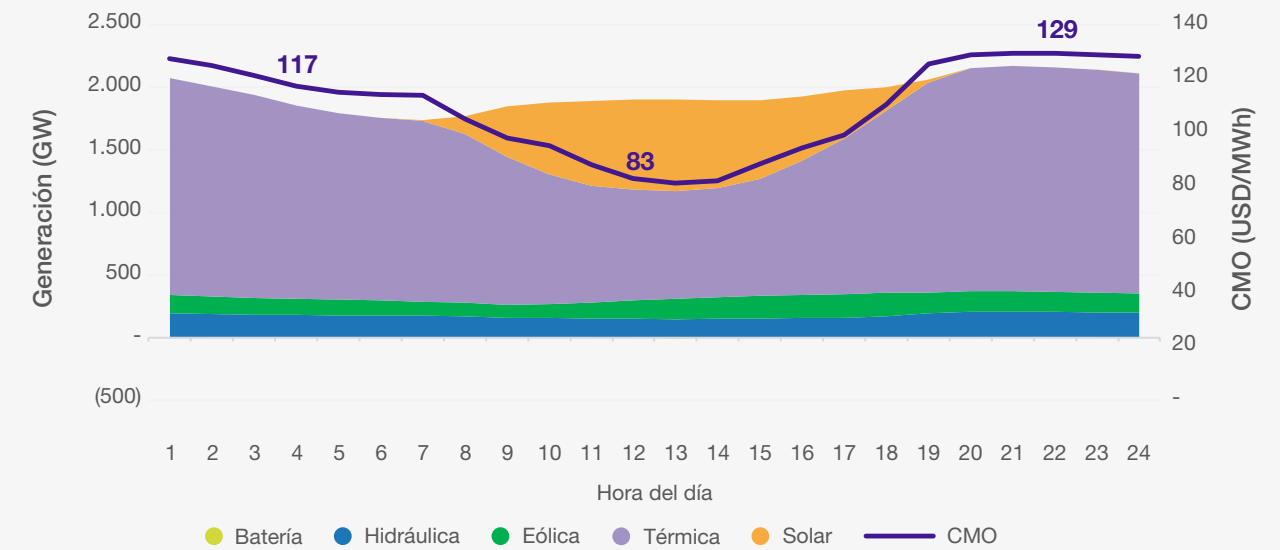


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema dominicano en 2024



A largo plazo, se aprecia un cambio significativo en el perfil de generación, con una expansión centrada en las renovables y las baterías. Las fuentes renovables dominan la matriz energética, representando más del 60 % de la generación en términos anuales, lo que permite reducir a niveles insignificantes el despacho de centrales térmicas de combustibles líquidos.

La importancia de implementar tecnologías de almacenamiento se hace evidente al analizar el perfil de generación horaria. Las baterías se recargan aprovechando los elevados excedentes de la fuente fotovoltaica y los consiguientes menores precios durante la mañana. En las horas nocturnas, de mayor demanda, inyectan energía al sistema y permiten reducir el despacho térmico en esos periodos. La combinación de producción con fuentes solares y las baterías posibilita que los CMO disminuyan significativamente en 2050, particularmente en los horarios diurnos.



GRÁFICO 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema dominicano en el caso de BAU

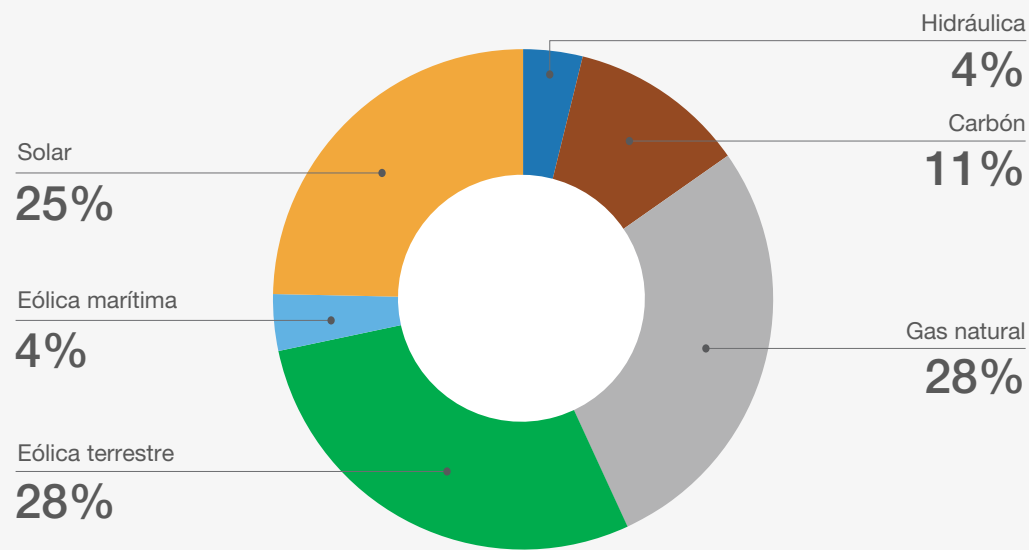


GRÁFICO 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema dominicano en el caso de BAU

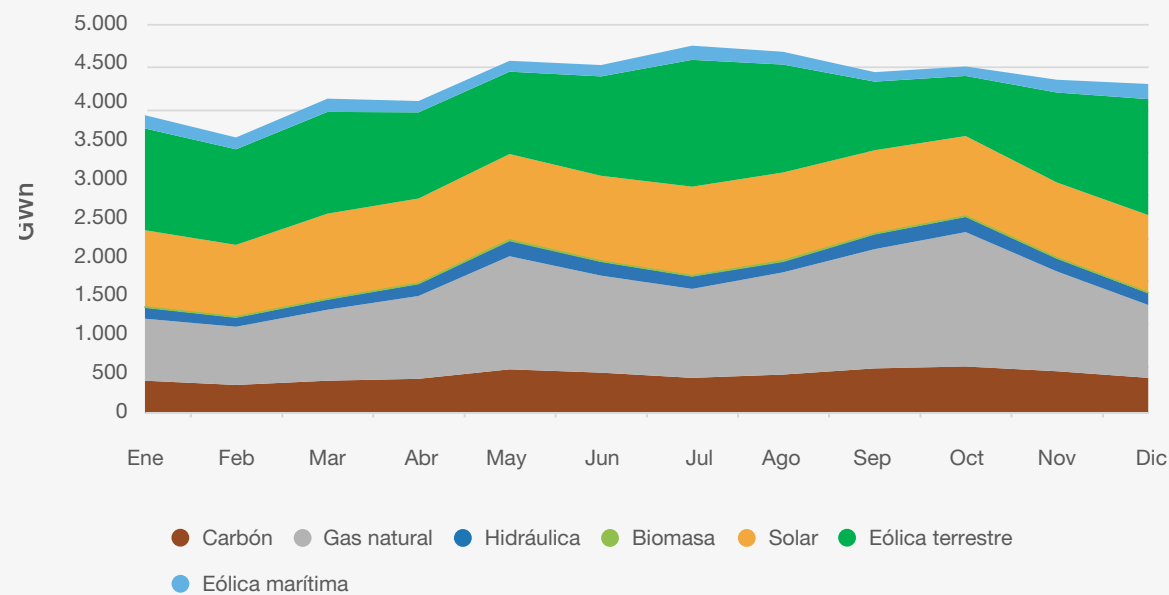
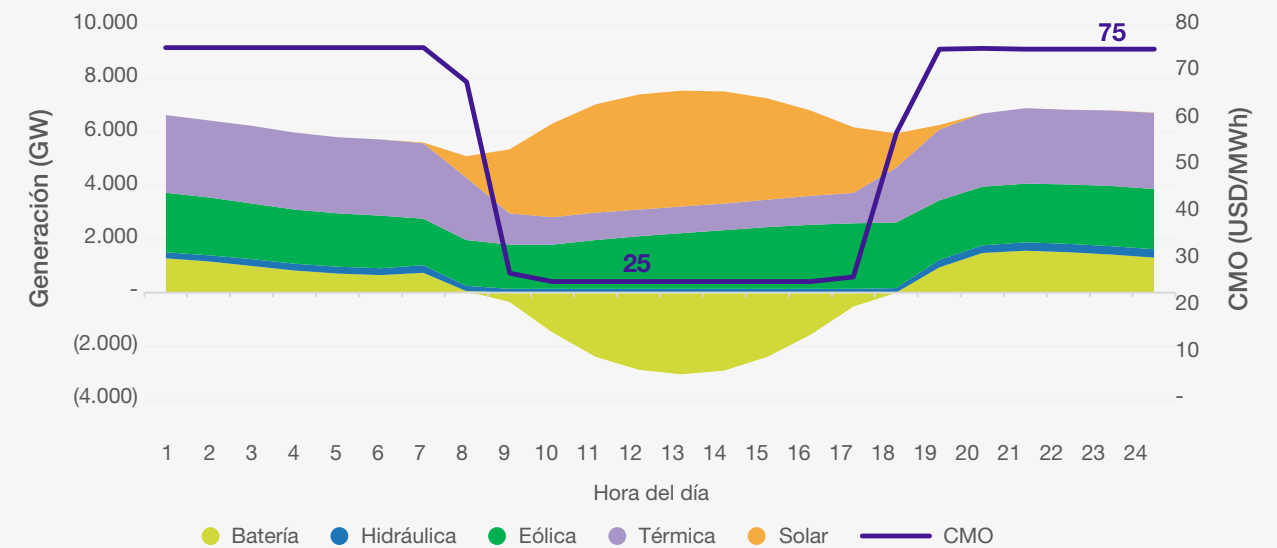


GRÁFICO 5.9

Despacho típico diario en el sistema dominicano para el año 2050 en el caso de BAU



## Costos marginales

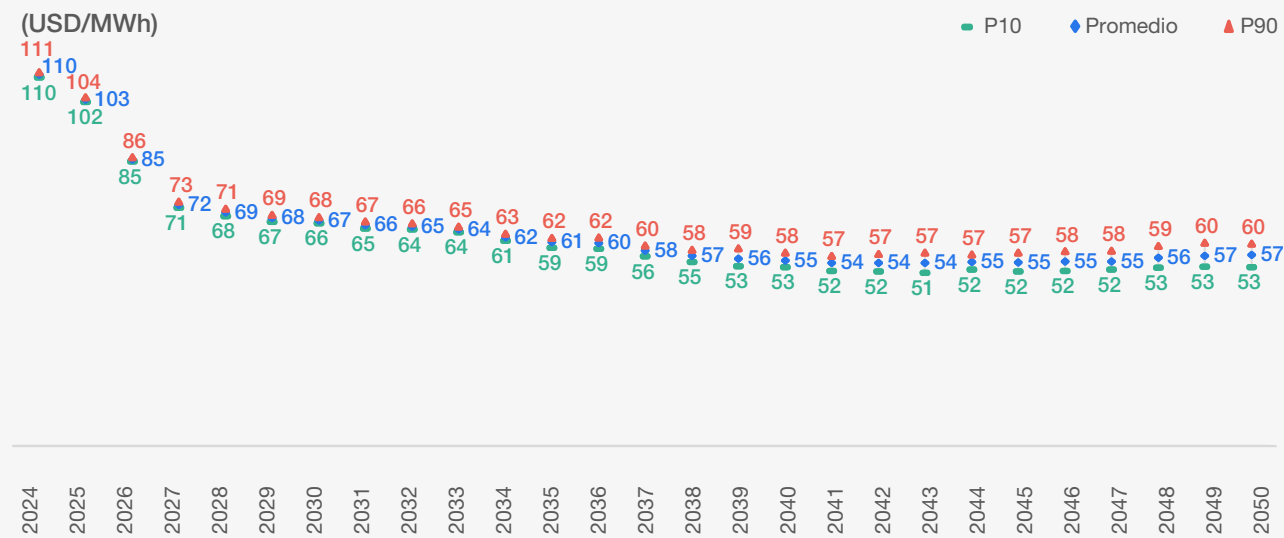
A corto plazo, la necesidad de utilizar las plantas de combustibles líquidos, dado el muy ajustado equilibrio entre oferta y demanda, se traduce en precios elevados, superando los 100 USD/MWh durante la mayor parte del día. Si bien las plantas fotovoltaicas existentes y las que se están desplegando permiten reducir los costos marginales durante la mañana, la falta de capacidad de almacenamiento impide aprovechar esta fuente en otros horarios. Como resultado, los costos marginales anuales se reducen significativamente a finales de la década de 2020, tras la fuerte implantación de plantas solares con almacenamiento asociado y la puesta en marcha de grandes centrales térmicas de ciclo combinado, actualmente en construcción en el país.

En el largo plazo, los precios convergen a niveles en torno a los 55 USD/MWh. Además, con la mayor participación de las ERNC, se observa un incremento en la variabilidad de los costos marginales.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente<sup>6</sup>).

GRÁFICO 5.10

Costos marginales anuales en el sistema dominicano en el caso de BAU



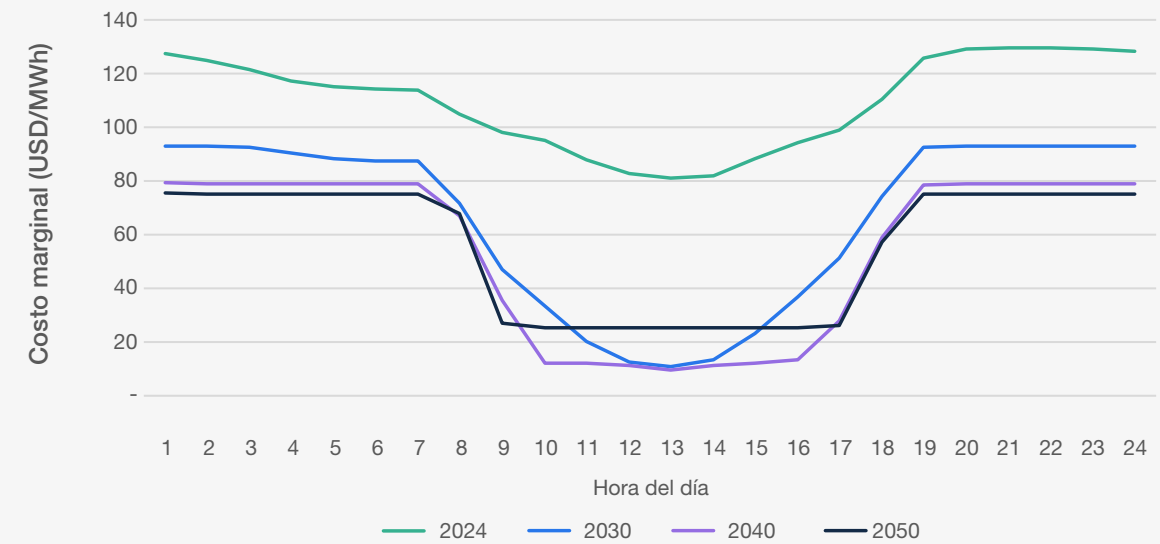
El efecto de la implementación de estas tecnologías también se puede ver en el gráfico 5.11, donde están representados los precios por hora. En 2030, se ve claramente el efecto clásico del despliegue de la tecnología que utiliza fuentes solares, con costes marginales por debajo de 20 USD/MWh alrededor del mediodía, aumentando hasta casi 100 USD/MWh por la noche. Esta

<sup>6</sup> En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos son inferiores. Percentil 90 (P90) indica que el 90 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos está por debajo, sugiriendo un escenario en el que solo el 10 % de los costos son más altos. Estos percentiles ofrecen una visión más detallada de la distribución de los costos, permitiendo comprender las variaciones y proporcionando información sobre los extremos de la distribución. Esta aproximación es útil para evaluar riesgos e incertidumbres en los costos operativos.

diferencia de precios crea un atractivo para las tecnologías de almacenamiento, que permiten el arbitraje de energía (*time shifting*), es decir, almacenar los excedentes de electricidad producida para suministrarla cuando otras centrales no puedan hacerlo.

GRÁFICO 5.11

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema dominicano en el caso de BAU





## Caso de transición energética

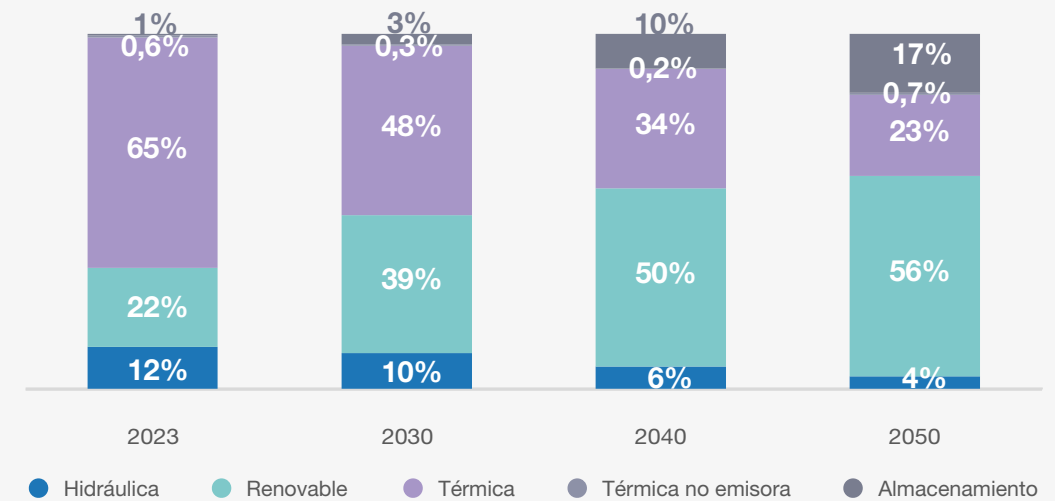
### Expansión de la generación

En el escenario de transición energética, se destacan dos diferencias clave. Como se mencionó anteriormente, el sistema eléctrico dominicano cuenta con un amplio parque termoeléctrico que utiliza carbón, diésel y combustóleo. Por otro lado, buscando combinar una renovación de la capacidad instalada nacional con una reducción de costos, las alternativas renovables y las plantas térmicas de gas natural se han convertido en el foco de ampliación del sistema de acuerdo con las metas estipuladas por el Gobierno dominicano. En este contexto, el escenario de transición energética considera la retirada del sistema de todas las plantas de combustibles líquidos y carbón, permitiendo el ingreso de plantas de gas natural.

Además, un cambio importante con respecto a la seguridad del sistema está relacionado con qué tecnologías brindan confiabilidad. En el paradigma actual sólo las centrales térmicas e hidroeléctricas cumplen ese requerimiento, restringiendo el aporte de las tecnologías de almacenamiento y renovables. En el escenario de transición energética, sin embargo, también se considera la posible contribución de dichas tecnologías, permitiendo así garantizar el funcionamiento seguro del sistema y, al mismo tiempo, una reducción de los costos.

GRÁFICO 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema dominicano en el caso de TE



Nota: Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo. Térmica no emisora incluye centrales biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

En consecuencia, en este escenario destaca el mayor protagonismo de las plantas de energías renovables, especialmente a través de una mayor incorporación de las eólicas marítimas al final del horizonte (2.200 MW frente a los 400 MW en el caso de BAU). Además, para compensar la intermitencia de estas fuentes, se observa una mayor expansión de las plantas de gas natural (3 GW, en lugar de 2 GW en el caso de BAU), especialmente de las térmicas más flexibles.

GRÁFICO 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema dominicano hasta 2050 en el caso de TE

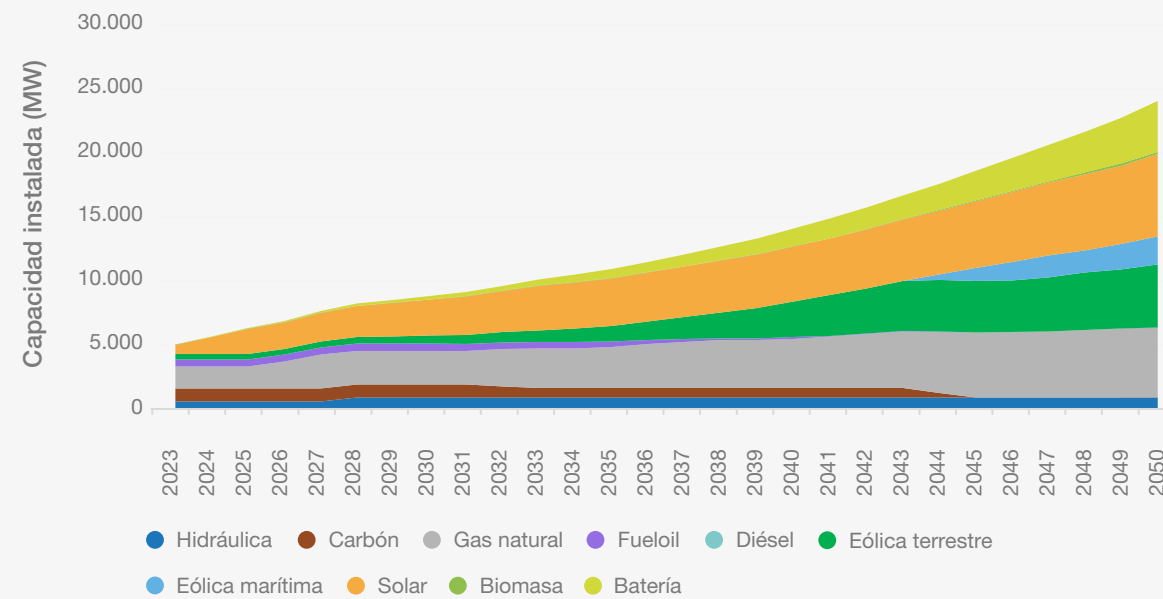
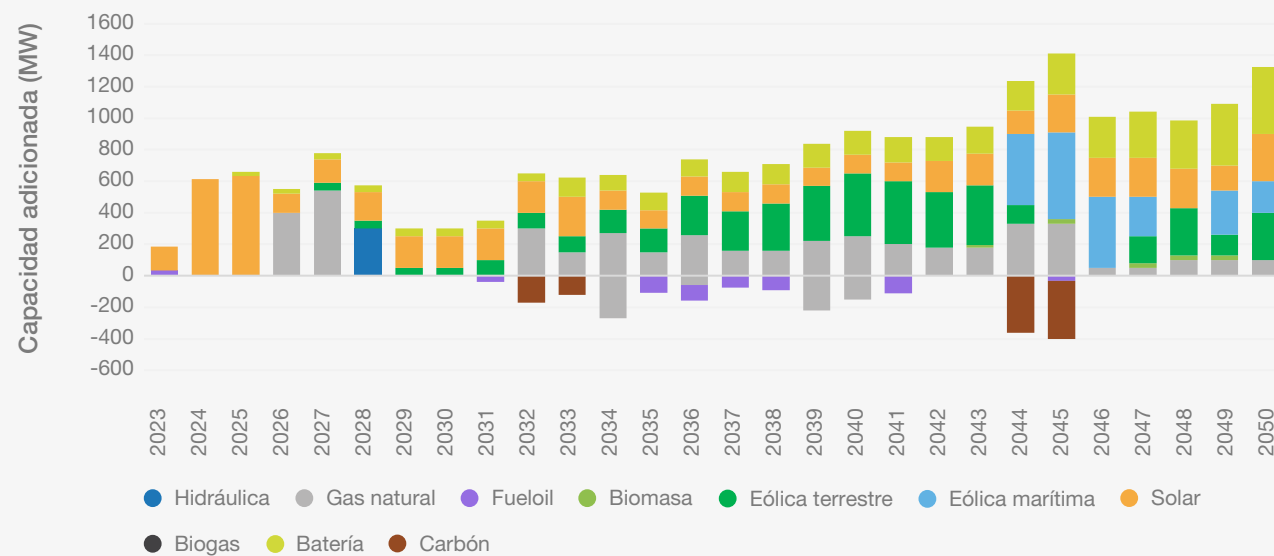


GRÁFICO 5.14

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema dominicano en el caso de TE



## ► Perfil de generación

En este subpartado, se analiza detalladamente la evolución de la matriz del sistema dominicano en el caso de TE. Para ello, se han seleccionado los años 2040 y 2050, presentando para cada uno la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio en el caso de TE se pueden ver en el gráfico A.2.2 del apéndice 2.

Como se mencionó anteriormente, casi la mitad de la demanda energética actual en República Dominicana se cubre con centrales térmicas de combustibles líquidos y carbón. En el escenario de transición energética, sin embargo, se contempla un cronograma gradual para retirarlas y sustituirlas con plantas renovables, tecnologías de almacenamiento o térmicas de gas natural más eficientes.

En 2040, se prevé que se logrará la sustitución de las plantas de combustibles líquidos, normalmente más caras e ineficientes. Para entonces, destaca la relevancia de las ERNC, que suponen más de la mitad del suministro energético. Por otro lado, dado sus reducidos costos operativos, al no tener en cuenta las externalidades negativas por las emisiones resultantes, las centrales térmicas de carbón siguen teniendo una participación relevante durante todo el año.



GRÁFICO 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema dominicano en el caso de TE

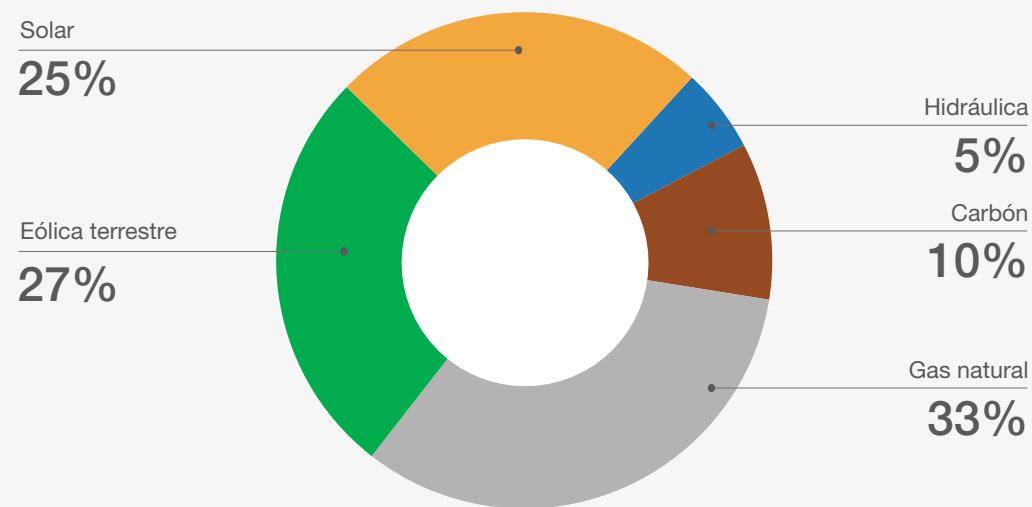
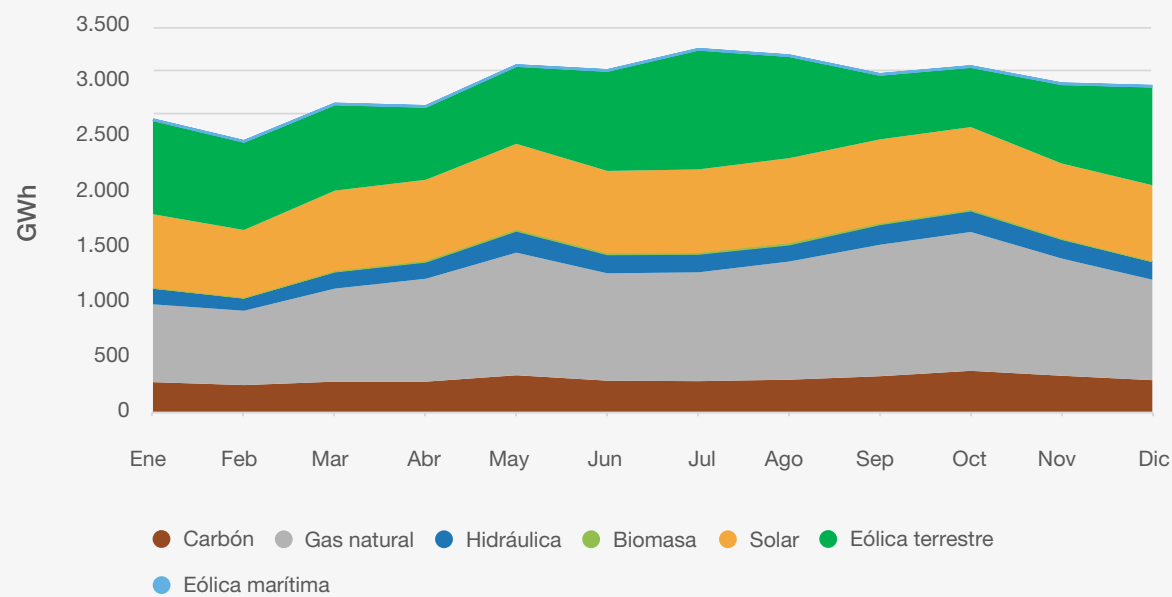


GRÁFICO 5.16

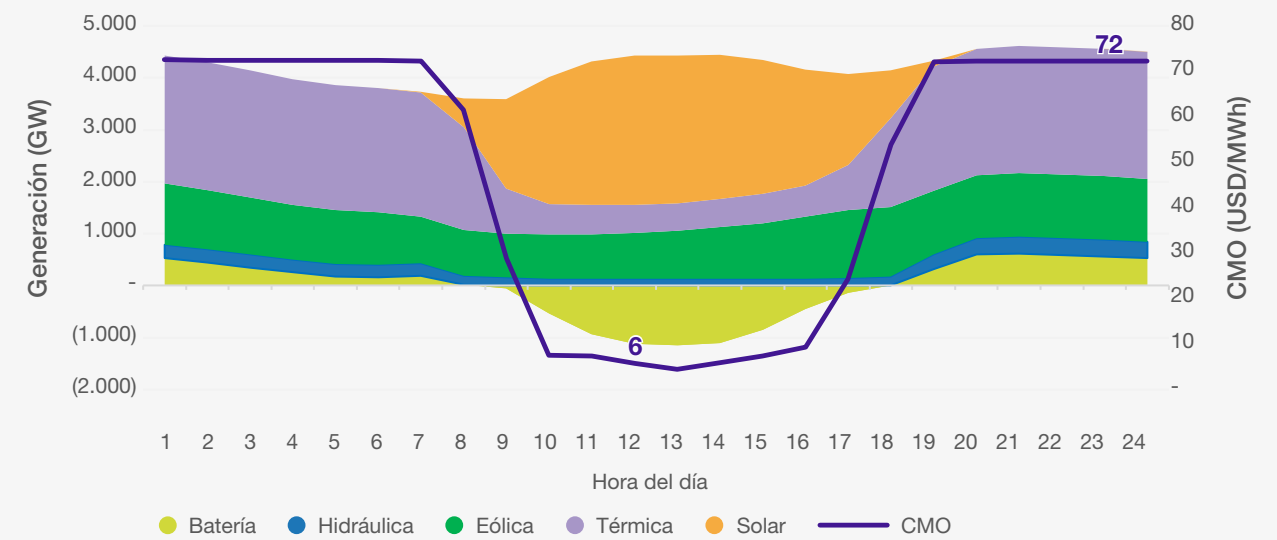
Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema dominicano en el caso de TE



En cuanto a la operación horaria, ya se notan cambios profundos en el sistema. En 2040, tras la importante expansión de las plantas de energías renovables, se registra una gran diferencia de precios entre las horas matinales (el periodo de mayor generación procedente de plantas fotovoltaicas) y las nocturnas, cuando las baterías y las plantas flexibles aumentan su producción.

GRÁFICO 5.17

Despacho típico diario en el sistema dominicano para el año 2040 en el caso de TE



Por otro lado, en 2050, con el aumento de la competitividad de las baterías y la energía eólica marítima, es posible observar un perfil de precios con menor variación entre el período nocturno y de máxima generación solar. Finalmente, el desmantelamiento de las centrales de carbón concluye a lo largo de la década de 2040, logrando los objetivos de descarbonización estipulados.

GRÁFICO 5.18

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema dominicano en caso de TE

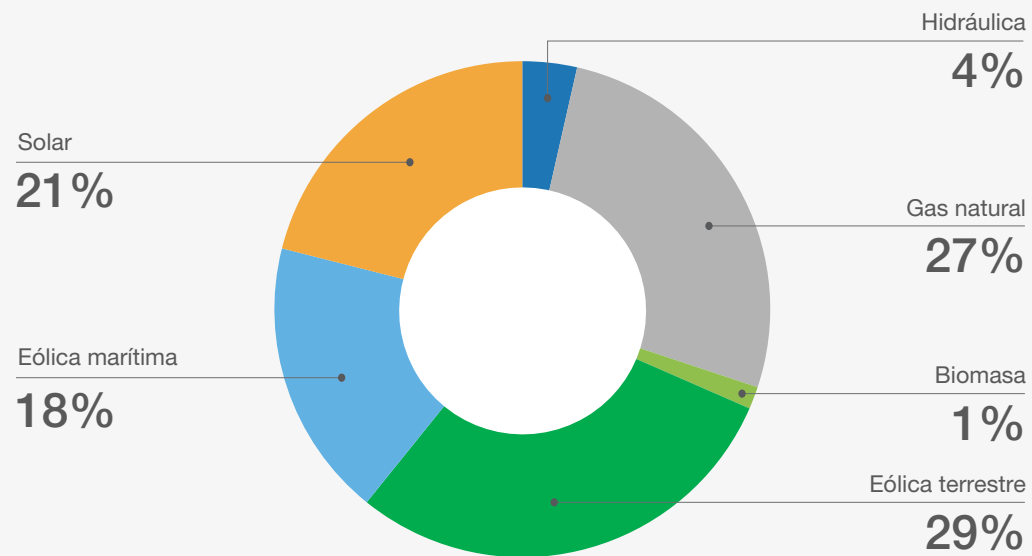


GRÁFICO 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema dominicano en caso de TE

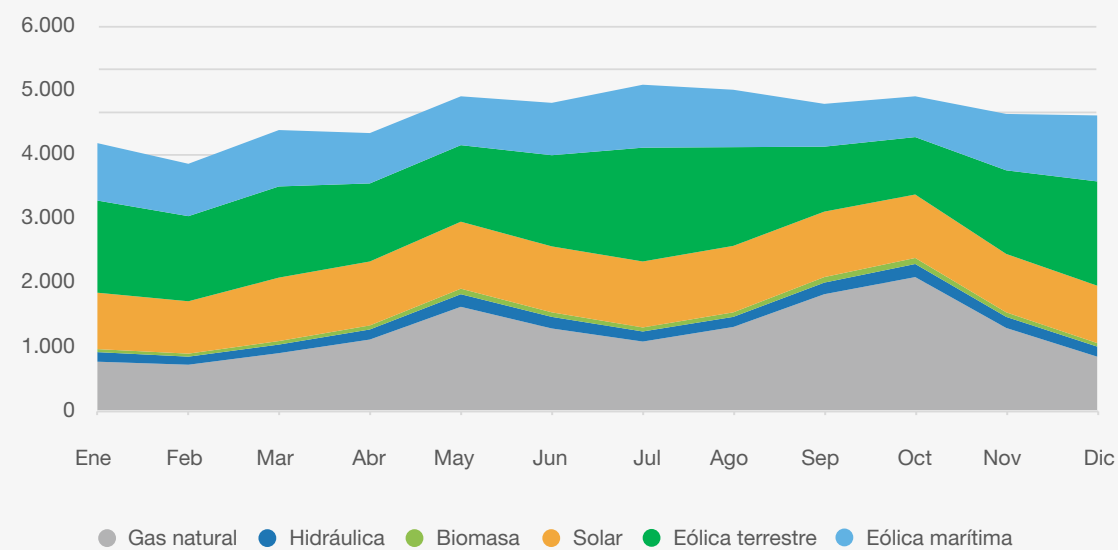
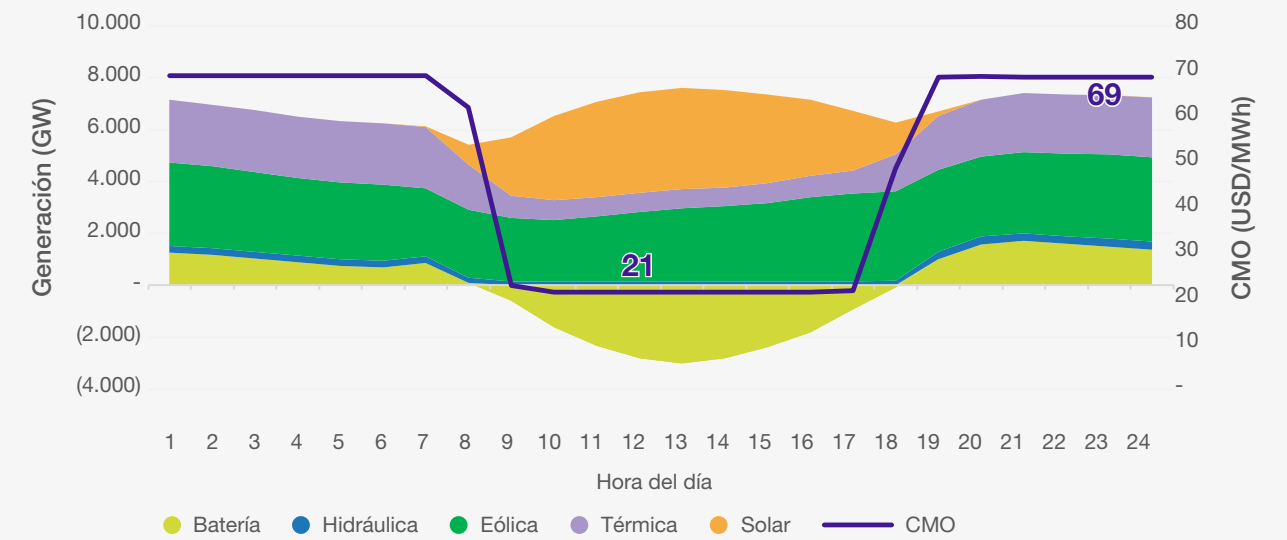


GRÁFICO 5.20

Despacho típico diario en el sistema dominicano para el año 2050 en el caso de TE

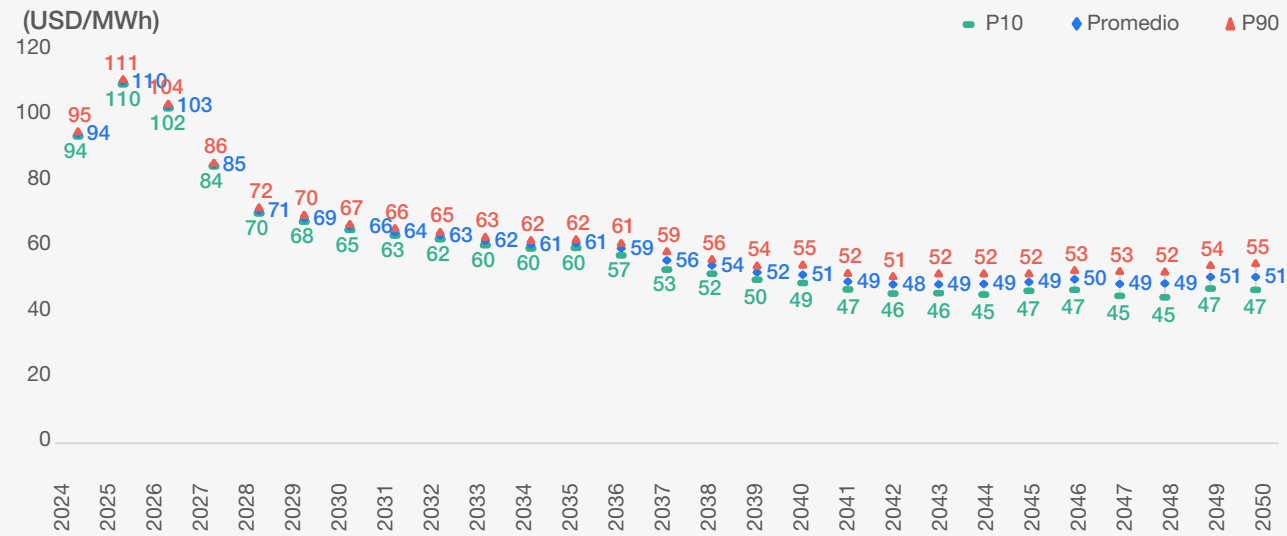


### ► Costos marginales

El hecho de que las centrales térmicas de combustibles líquidos tengan una alta participación en la generación hace que los costos operativos sean significativamente altos, lo que está ligado a su nivel de eficiencia y los años de operación. A medida que se va añadiendo nueva capacidad de generación al sistema, tanto mediante plantas de energías renovables como de gas natural más eficientes, se observa una reducción paulatina en el perfil de precios. A largo plazo, los precios promedio están en el rango de 50 USD/MWh, por debajo del nivel observado en el caso de BAU, que oscilaba entre 55 y 60 USD/MWh.

GRÁFICO 5.21

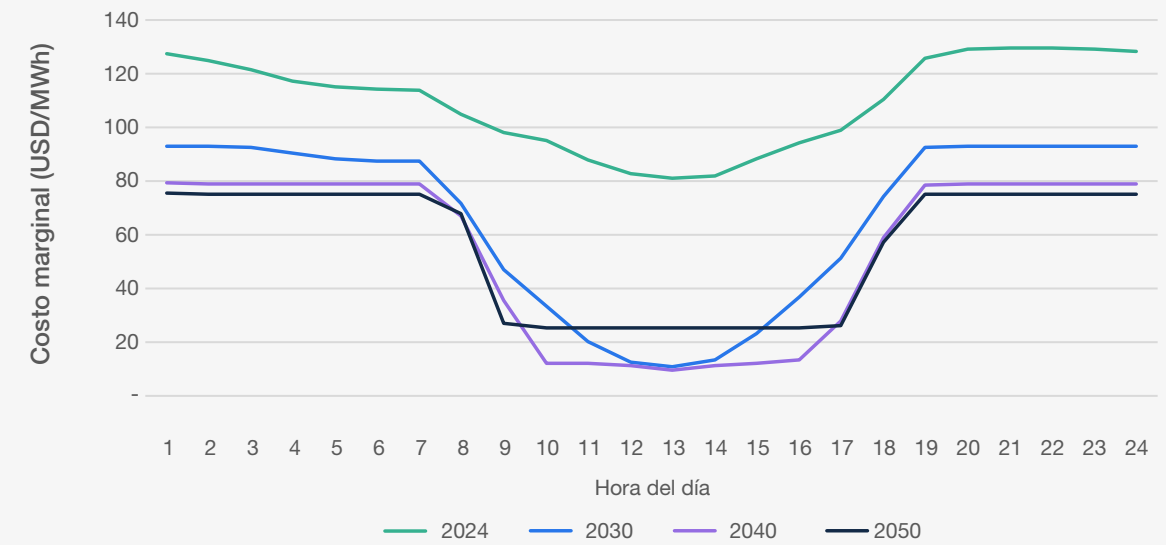
Costos marginales anuales en el sistema dominicano en el caso de TE



En relación con la operación horaria del sistema, el resultado de esta sustitución de centrales de combustibles líquidos más caras por otras más eficientes es evidente. Además, se nota el impacto de la incorporación de plantas solares, con la formación de precios significativamente más bajos en horas matinales, igual que ocurre en el caso de BAU. A diferencia de este, la entrada de mayor capacidad de almacenamiento en la última década del estudio en el escenario de transición reduce el rango de precios, gracias a la capacidad que tienen estas tecnologías para absorber los excedentes de generación por la mañana e inyectarlos por la noche.

GRÁFICO 5.22

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema dominicano en el caso de TE



## Comparación de los casos de BAU y TE

En este apartado se analizan los resultados obtenidos en el escenario de transición energética, comparándolos con los del escenario de BAU presentados anteriormente.

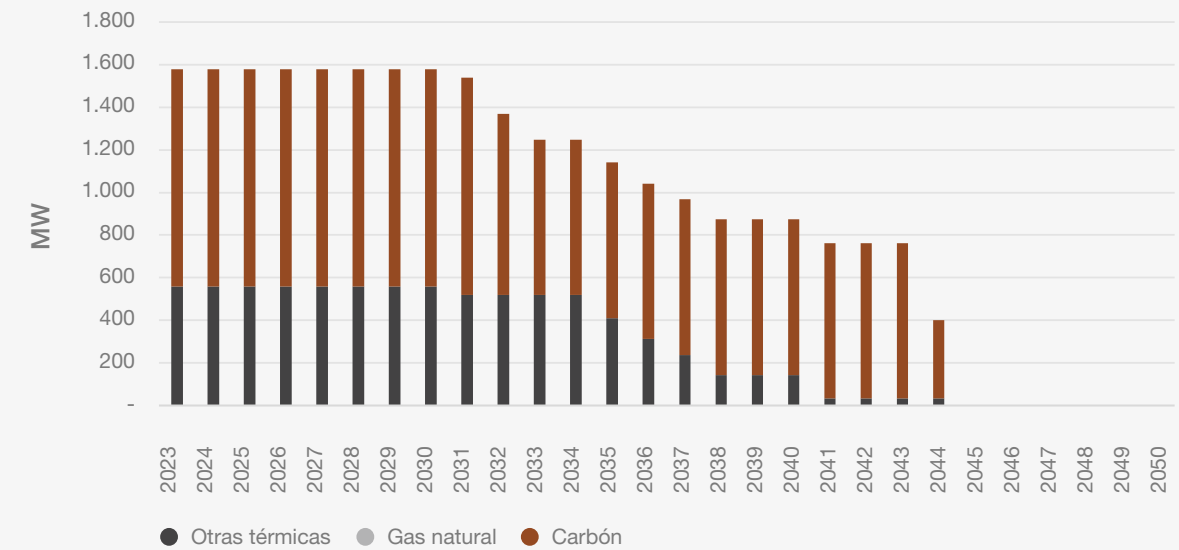
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en el apéndice 8, que describe la metodología para la estimación de los supuestos, se calcularon dos escenarios

para la electrificación del parque automotor del país, que presenta un mayor crecimiento en el caso de TE, especialmente a partir de 2045. Con estas proyecciones se observa un limitado aumento del 3 % (1,5 TWh) en la demanda del país hasta el final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.23).

Dados los mayores impactos ambientales de las centrales termoeléctricas que se abastecen con combustibles líquidos y carbón, en el escenario de TE se prevé su eliminación del sistema para 2050, lo que supone una capacidad total de 1,6 GW. Por otro lado, no se considera una retirada forzosa de las termoeléctricas abastecidas con gas natural y no se excluye la posibilidad de invertir en nuevas centrales que usen esta tecnología.

GRÁFICO 5.23

Cronograma de retirada de las centrales térmicas en el sistema dominicano



La elaboración del cronograma de desactivación de las centrales de combustibles líquidos y carbón toma en cuenta la fecha de ingreso de las plantas térmicas y la vida útil estimada de los activos. La mayoría de las plantas se retiran del sistema a partir de 2032, un proceso que finaliza a mediados de la década de 2040, tras el cierre de las centrales de carbón de Punta Catalina.

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. La comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050 se presenta en el gráfico 5.24, el cual solo refleja las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

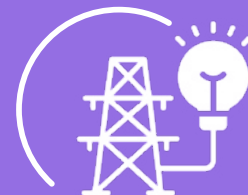
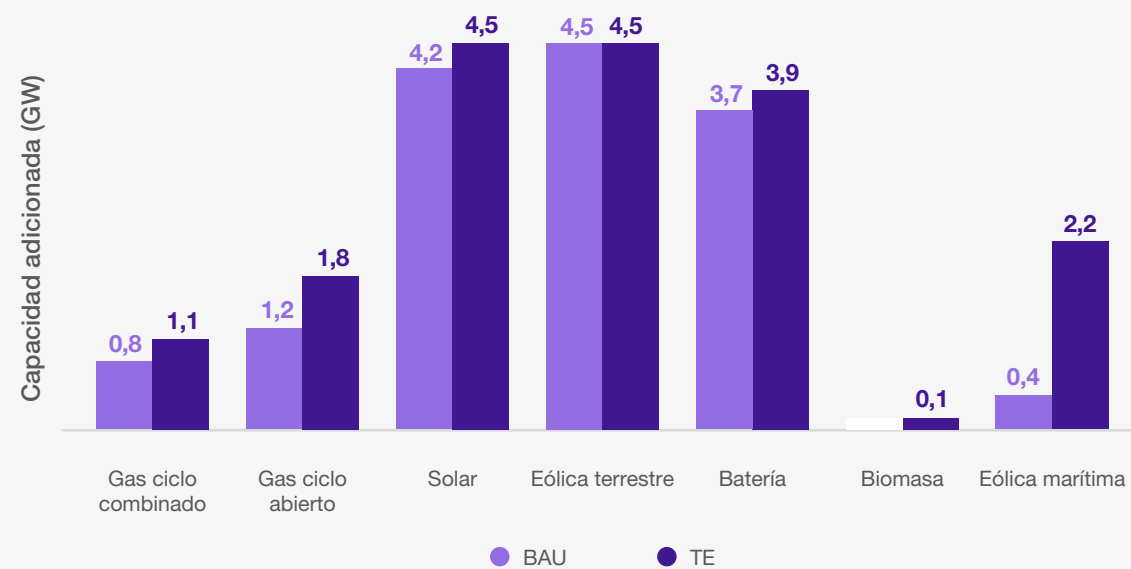




GRÁFICO 5.24

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema dominicano en los casos de BAU y TE

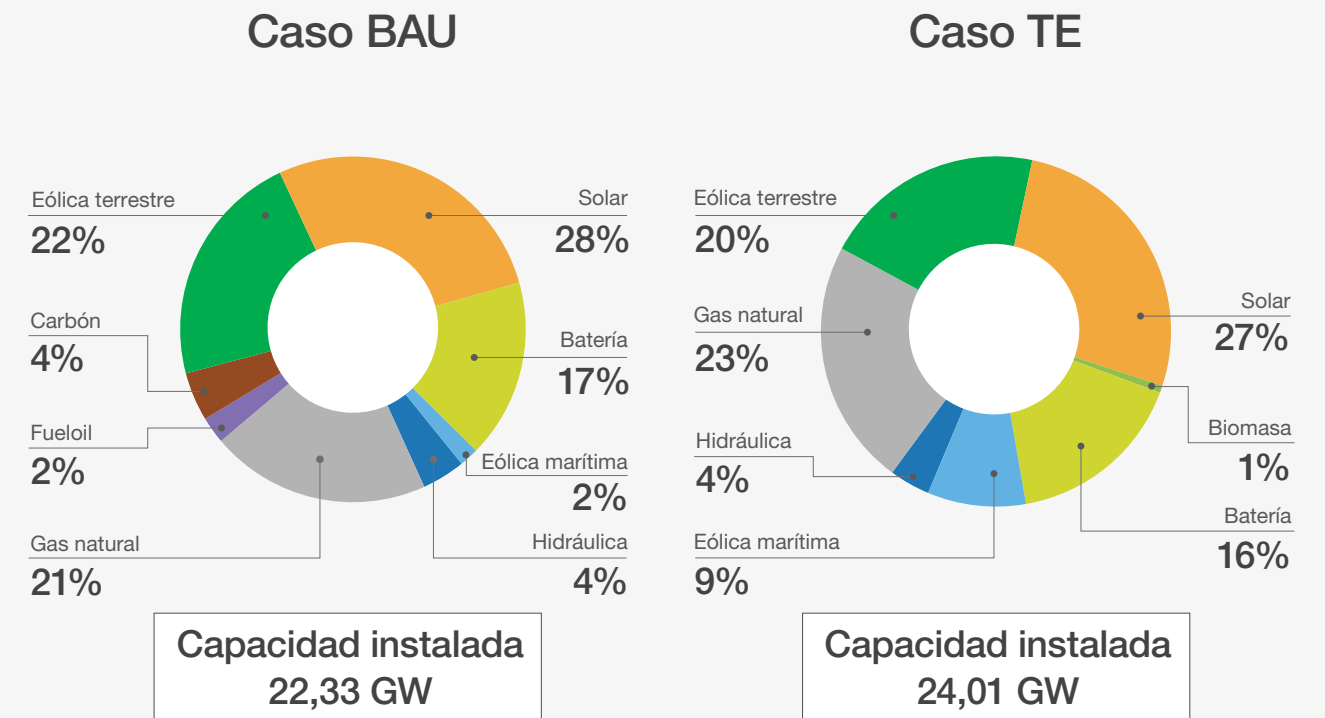


Las capacidades solares y eólicas añadidas son similares en ambos casos debido a las limitaciones de espacio que enfrenta la expansión de las energías renovables. Esta restricción técnica, combinada con la retirada de las centrales térmicas más contaminantes, hace que la tecnología que gana elevado protagonismo sea la eólica marítima, al tiempo que aumenta la viabilidad de nuevas plantas de biomasa. Las baterías también desempeñan un papel importante, lo que refleja la preocupación por la intermitencia de la inserción de energías renovables y el cumplimiento de los requerimientos de reserva operativa y confiabilidad del sistema.

En el caso de BAU, al final del horizonte, se observa una gran participación de las plantas solares y eólicas, además de nuevas centrales de gas natural asociadas con nuevos terminales de regasificación. En el caso de TE, con la retirada de las térmicas más caras y contaminantes del sistema, las centrales de biomasa y, especialmente, las instalaciones eólicas marítimas ganan importancia en 2050. Finalmente, las baterías para almacenamiento (que brindan flexibilidad y seguridad sistémica) juegan un papel sumamente importante, con altos niveles de participación en ambos casos.

GRÁFICO 5.25

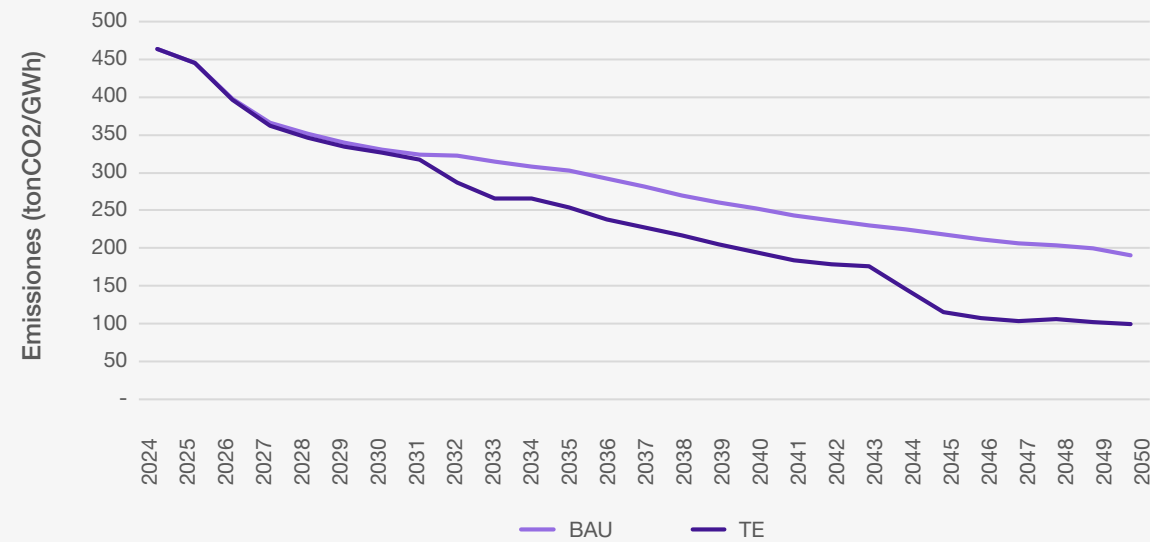
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050



En cuanto a la intensidad de las emisiones, se notan altos niveles al comienzo del periodo bajo estudio, especialmente por la gran participación de las centrales de carbón en el sistema. Sin embargo, con el liderazgo que toman las plantas de energía renovables y de gas natural en la expansión de la capacidad, se observa una disminución gradual en la intensidad de las emisiones. En 2050, estas bajan a un tercio en relación con los niveles iniciales en el caso de BAU. En el escenario de TE, la reducción de las emisiones es aún más significativa, especialmente a partir de mediados de la década de 2030, cuando se retiran las centrales más viejas o contaminantes alimentadas con combustóleo y carbón, de manera que la intensidad de emisiones del sistema en 2050 es la mitad del estimado en el caso de BAU.

GRÁFICO 5.26

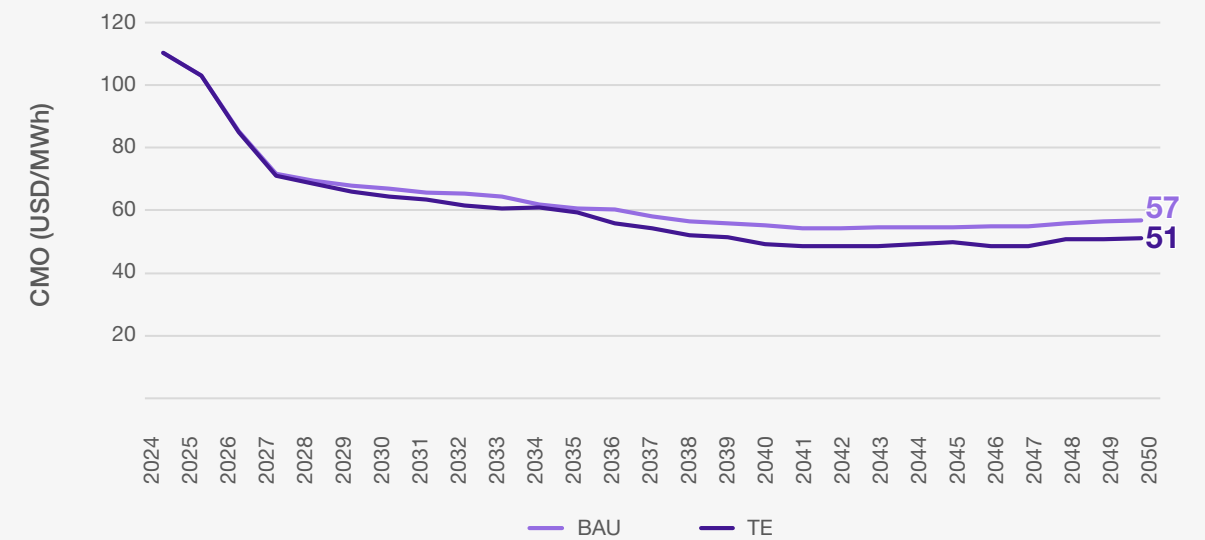
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema dominicano en los casos BAU y TE



También se observa una tendencia a la baja de los costos marginales de operación en el caso de TE, debido a la supresión de plantas térmicas y su sustitución por eólicas y solares (que tienen un costo variable igual a cero). El coste marginal se ve poco afectado al inicio del horizonte y converge hacia niveles más bajos, especialmente a partir de la década de 2040, quedándose alineado a los costos variables de las plantas de gas natural de ciclo combinado.

GRÁFICO 5.27

Comparación de los costos marginales en el sistema dominicano en los casos de BAU y TE



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en las próximas décadas, considerando la evolución de la canasta dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.28 y 5.29 muestran una comparación de estos costos hasta 2050, proporcionando una visión integral de su trayectoria con el paso del tiempo.

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

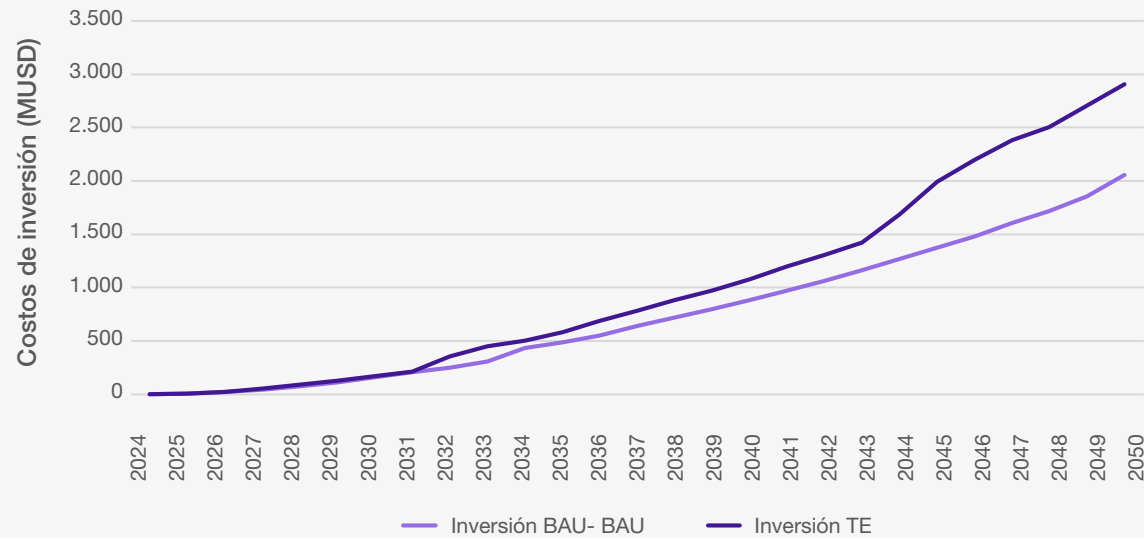
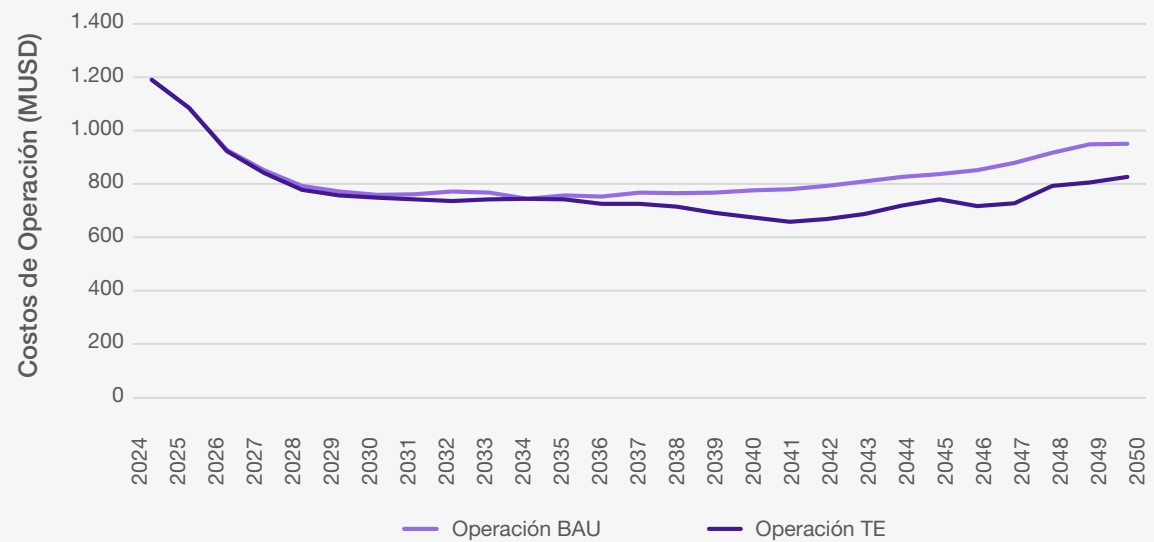


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



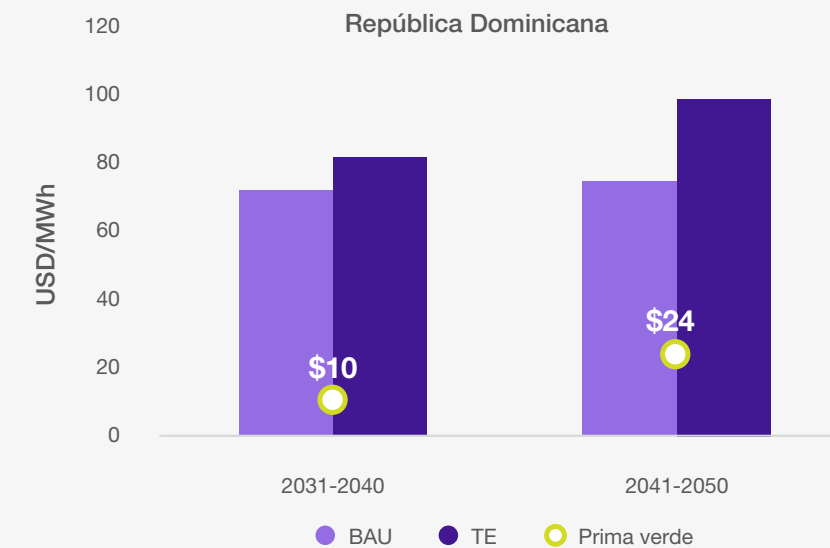
En el caso de TE, hay un aumento en los costos de inversión, motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica (dada una mayor electrificación de la flota<sup>7</sup>). En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años.

Finalmente, el gráfico 5.30 presenta una comparación entre los costos marginales de expansión (CME) de los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión más operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. Más detalles sobre este indicador se presentan en la etapa 5 del apéndice 7.

Para estimar la prima verde requerida por los generadores de electricidad en el caso de TE, se utiliza como insumo el costo marginal de expansión. Este indicador se puede calcular como la diferencia entre los costos marginales de largo plazo de los casos de BAU y de TE.

GRÁFICO 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima



<sup>7</sup> Como se ha visto en este reporte, no se prevé desarrollo de hidrógeno verde en República Dominicana, de manera que esta variable no afecta la demanda como en otros países de la región.

Los costos marginales de expansión en República Dominicana son ligeramente mayores en el caso de TE que en el de BAU durante la década de 2030 y experimentan un aumento significativo en la década de 2040, tras el cierre de las últimas centrales de carbón. Como se mencionó anteriormente, estas retiradas son compensadas especialmente por adiciones de plantas eólicas marítimas, lo que genera un incremento en los costos nivelados de expansión (más del 10 % de la demanda del sistema en 2050 en el caso de BAU era atendido por esas centrales). Con esto, la prima verde alcanza cerca de 10 USD/MWh en la década de 2030 y 24 USD/MWh en el caso de TE.



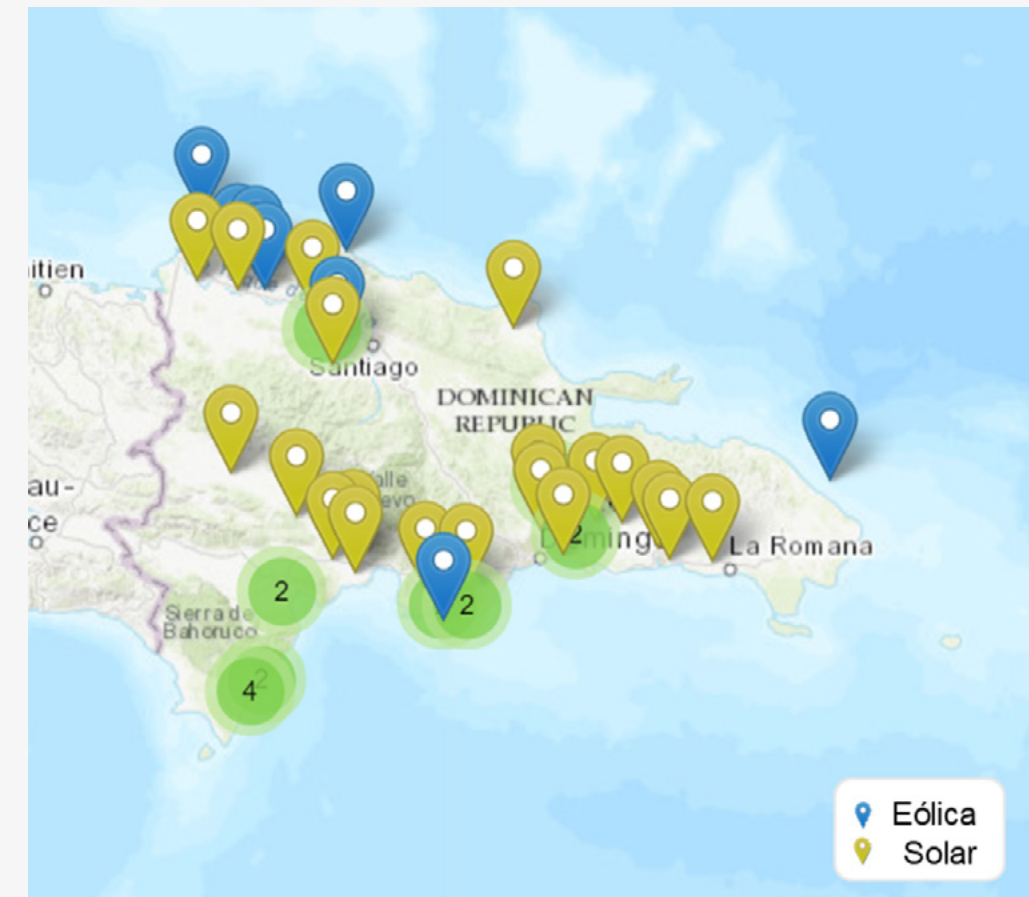
## Inversiones en transmisión

El sistema de transmisión en la República Dominicana se compone mayoritariamente de líneas de 138 kV y 69 kV. Como se expone en el capítulo 3, el país se encuentra dividido en cuatro zonas eléctricas (véase la figura 2.1). La zona Norte es importadora de electricidad, mientras que las zonas Este y Sur exportan una gran cantidad de energía a través de la zona Central, que, además de ser importadora, sirve de enlace entre las diferentes áreas.

En el contexto actual, el país depende en su mayoría de fuentes térmicas, pero en los dos escenarios proyectados, el sistema experimenta un cambio hacia una participación mayoritariamente renovable. En este estudio, la modelación de las energías renovables se basó en la disponibilidad de recursos regionales. La figura 5.2 ilustra la distribución de las ubicaciones con potencial para la instalación de parques eólicos y solares en el país.

FIGURA 5.1

Distribución de parques eólicos y solares en República Dominicana



Es importante destacar que, tanto en el caso de BAU como en el de TE, gran parte de las inversiones en transmisión están relacionadas no solo con la conexión de la nueva oferta renovable al sistema, sino también con el fortalecimiento entre las zonas eléctricas. Dado que el intercambio de energía entre estas zonas es bastante frecuente, se requiere una mayor inversión en el sistema de transmisión para transportar la energía generada de un área a otra.

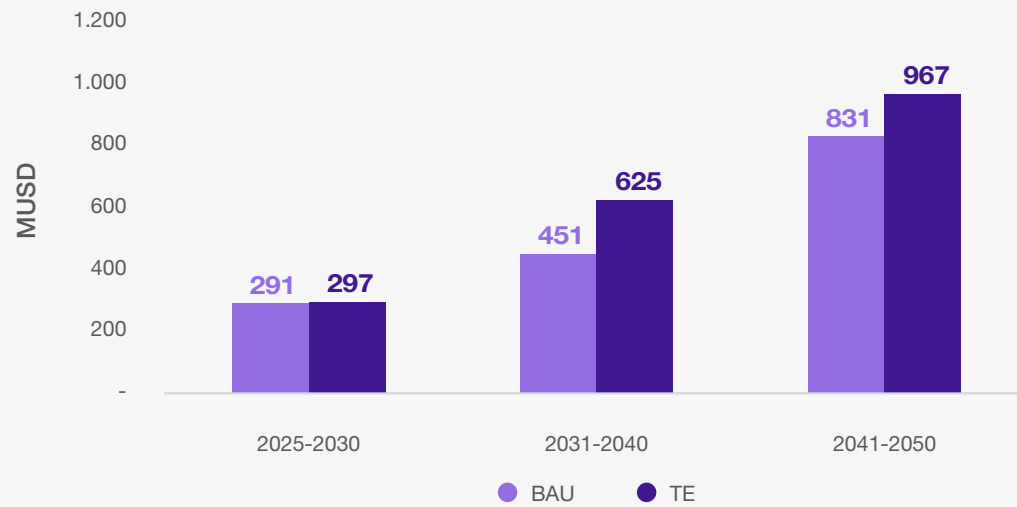
Las diferencias más notables entre los dos casos son la presencia de plantas eólicas marítimas y la sustitución de las centrales térmicas de carbón y combustibles líquidos en el caso de TE. En el segundo periodo de estudio (entre 2031 y 2040), ya se comienzan a sustituir las centrales térmicas por parques de



energías renovables ubicados a cierta distancia de los centros de transmisión. Para la última década, con la mayor inserción de la tecnología eólica marítima en el caso de TE, se requiere una inversión adicional en transmisión para conectarla al sistema.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión dominicano por década



En resumen, como no hay retirada significativa de centrales térmicas, las inversiones para el primer periodo son bastante similares en los dos casos y se deben a la incorporación de plantas de energía renovable en el sistema. En las dos últimas décadas, con el desmantelamiento de las térmicas de carbón y combustibles líquidos y la inserción en el sistema de las plantas eólicas marítimas proyectados en el caso de TE, se requiere una mayor inversión en transmisión (un 20 % adicional). Los objetivos de ese refuerzo son dos: conectar esa nueva oferta renovable al sistema y fortalecer los intercambios entre las distintas zonas eléctricas del país.



## Inversiones en distribución

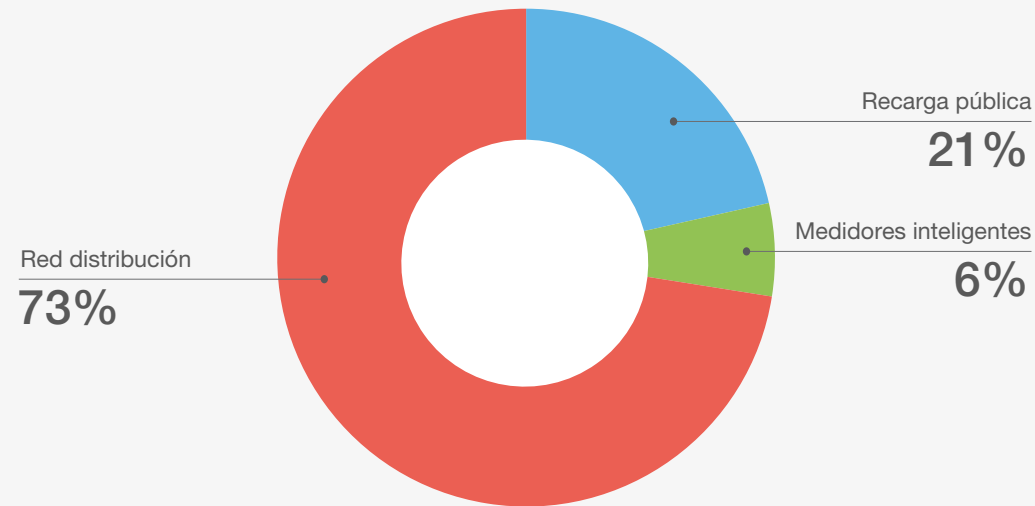
Para el cálculo de las inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica, el análisis se centra en las estimaciones de costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en el sistema, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular, el análisis se enfoca en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y en sus consecuencias, que resultan cuantificables.

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 537 millones<sup>8</sup>, repartidos como muestra el gráfico 5.32. La composición detallada de estas inversiones se explica en los siguientes subapartados.

<sup>8</sup> Considerando una una red de distribución con densidad alta y una red de recarga con cargadores cuyo factor de utilización es el indicado en el cuadro A.8.4 del apéndice 8.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)



### ► Instalación de medidores inteligentes

Como puede observarse en el gráfico 5.33, en República Dominicana habrá un crecimiento sostenido de la GD hasta el año 2031. A partir de ese momento, se reducirá el ritmo de instalación hasta 2036 y, posteriormente, se dará un crecimiento en los tres sectores, pero a mayor ritmo que en el primer periodo. Este comportamiento es consecuencia de la metodología adoptada para esta tecnología, expuesta en el apéndice 8.

GRÁFICO 5.33

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)

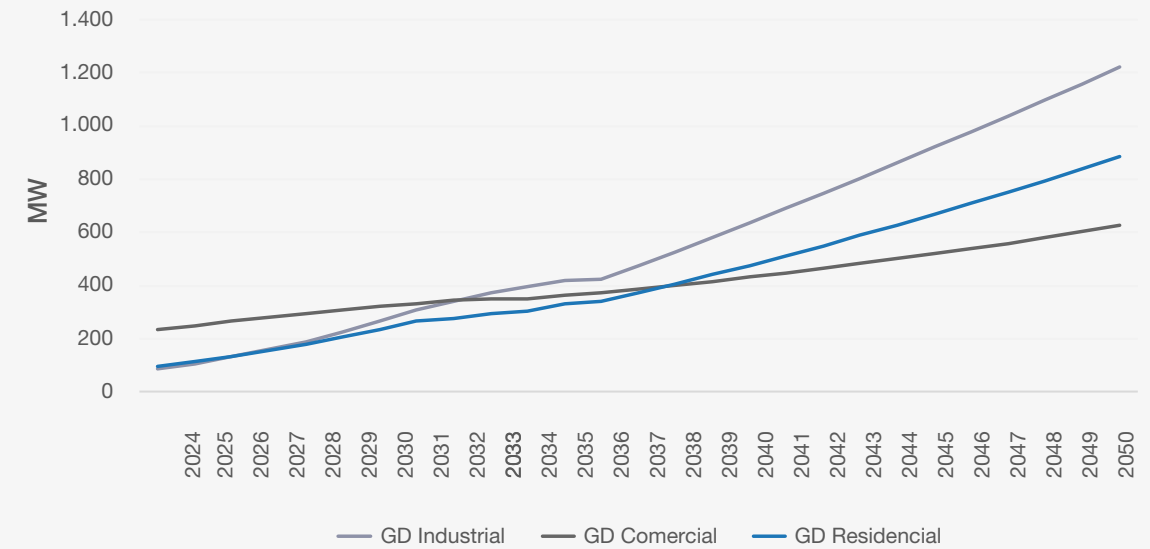
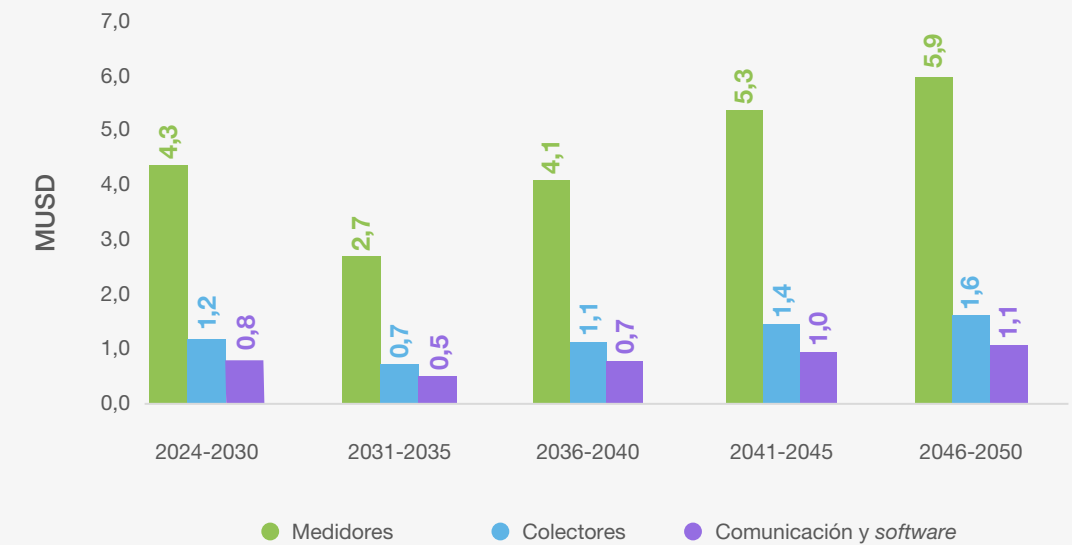


GRÁFICO 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



Como consecuencia del despliegue de la GD, las inversiones en medición inteligente vinculada a esta tecnología siguen el perfil de la instalación. A los altos niveles observados durante 2024-2030, le sigue un quinquenio de descenso en el ritmo de instalación, que explica la reducción en costos, y otro con inversiones crecientes, que superan rápidamente las de los primeros años.

### Inversiones en estaciones de recarga pública

En el gráfico 5.35 se presentan las proyecciones obtenidas en cuanto a necesidades de cargadores públicos en corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

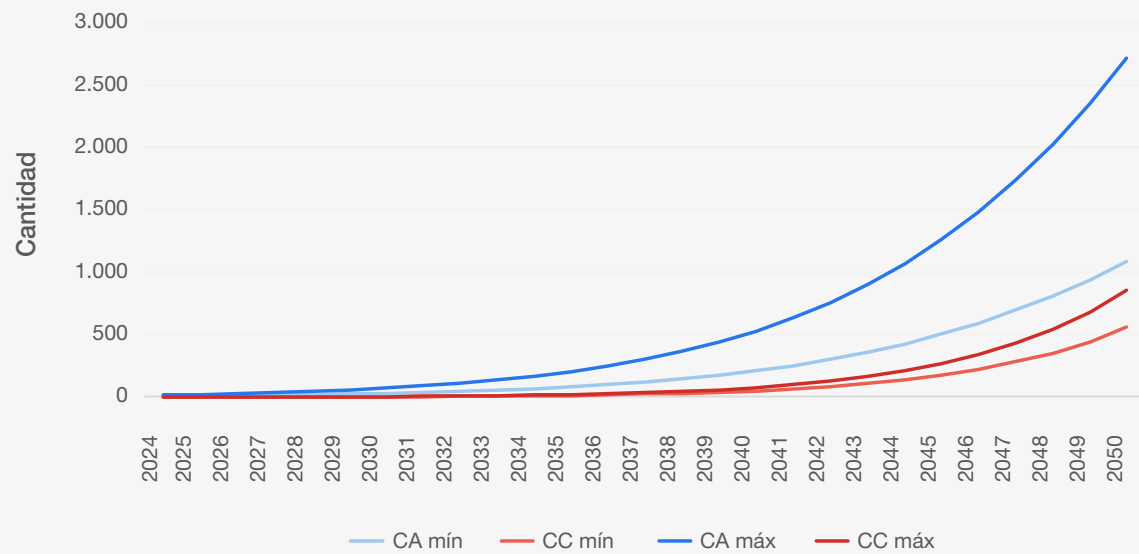
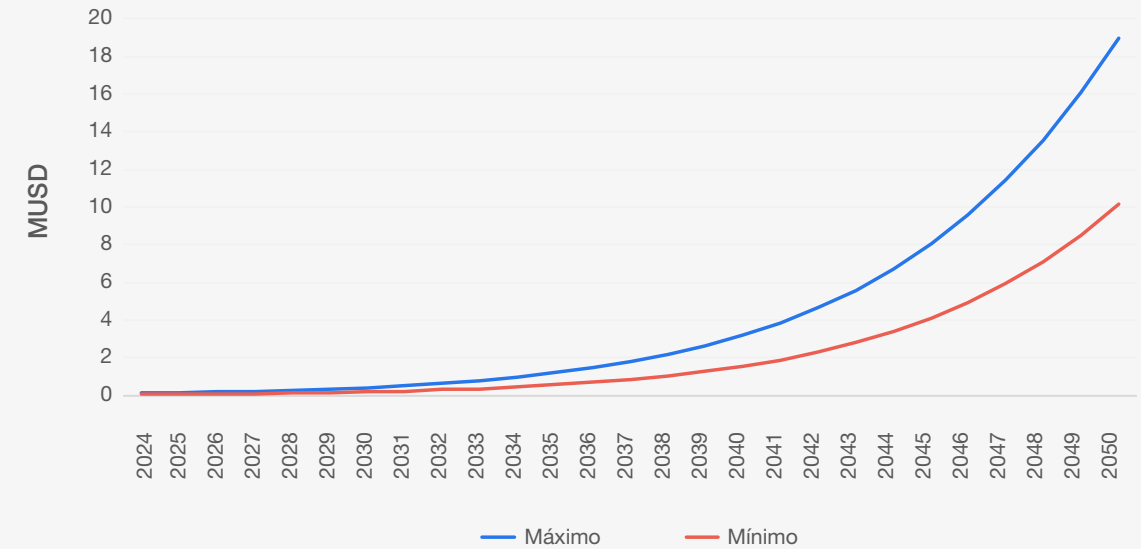


GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



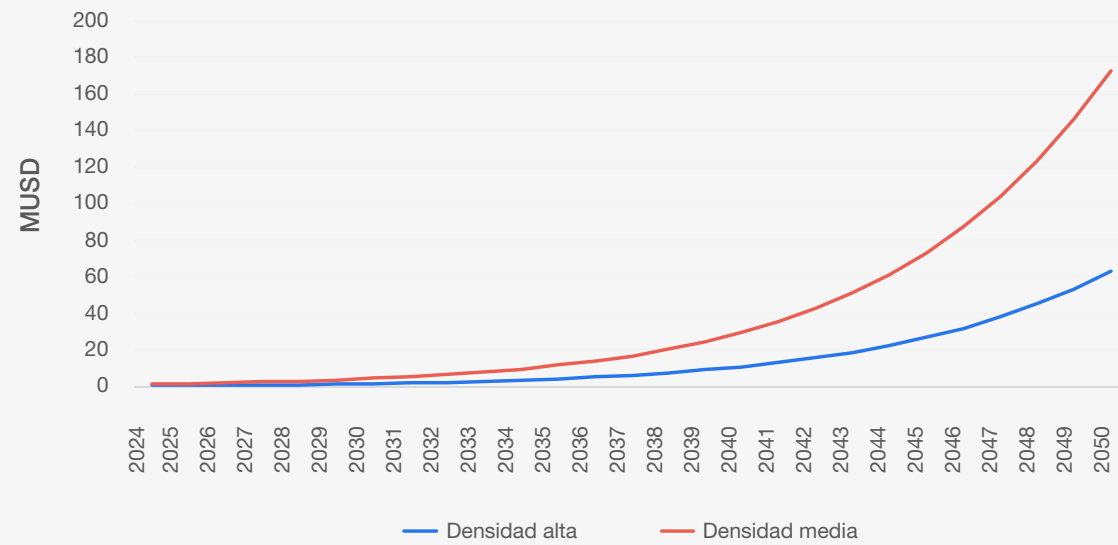
En República Dominicana, a partir del año 2032, las inversiones podrían superar el millón de dólares. Posteriormente, se espera un rápido crecimiento y despliegue de la tecnología, hecho por el cual deberán construirse estaciones de recarga que abastezcan a los vehículos eléctricos en circulación. Las inversiones esperadas, no obstante, tendrán valores inferiores a los USD 20 millones anuales, niveles moderados en comparación con sus pares regionales. En tal sentido, son valiosos los avances enmarcados en el Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica (INTRANT, 2020).

### Refuerzo de la red de distribución

Las estimaciones realizadas indican que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución por incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos en República Dominicana pueden alcanzar los USD 4,5 millones anuales en 2030, USD 30 millones anuales en 2040 y USD 170 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por esta causa, como se ha expuesto en este documento. No obstante, se alcanzan valores de bajos a moderados. Dadas las proyecciones, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y las distribuidoras con área de concesión en el país deberán tener presente en su planificación el impacto de la electromovilidad en la expansión de las redes, particularmente las de distribución, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

# 6

## Ejes de acción en República Dominicana





» El estudio demuestra que hay diferentes frentes de actuación para avanzar en la transición energética en América Latina y el Caribe. Los esfuerzos necesarios y su priorización dependen del estatus de cada país con respecto a diferentes temas, tales como su matriz eléctrica actual y el entorno regulatorio para recibir inversiones en tecnologías de bajo carbono.

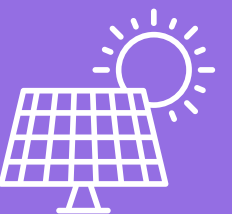
Dado lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción para crear un posicionamiento en materia de transición energética en el país. En este capítulo se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico dominicano.

Primero, como se señala en los planes de expansión obtenidos de las simulaciones presentadas en este informe, las energías renovables dominarán la expansión de los sistemas eléctricos. De tal manera, el apoyo a las inversiones o la financiación de tecnologías maduras de bajo carbono es una ruta clara de actuación en las próximas décadas. Estas tecnologías incluyen las de energías renovables, como la eólica y la solar, ya consideradas maduras, e infraestructura de transmisión y distribución de energía, que también serán elementos centrales en la transición energética.

Sin embargo, la participación en estas inversiones es distinta en los diferentes países, pues en algunos de ellos, la transición energética es un proceso en curso. Hay países que ya cuentan con un entorno regulatorio y de mercado propicio para recibir estas inversiones (por ejemplo, tienen un largo historial de subastas de generación renovable y de transmisión, entradas exitosas de tales infraestructuras en sus sistemas eléctricos etc.). En otros países, la inversión en estas tecnologías, aunque maduras desde el punto de vista tecnológico, no es un proceso tan inmediato, pues el entorno técnico y regulatorio es más

incipiente, requiriendo un proceso de aprendizaje y madurez, no solamente de las autoridades, sino también de los inversionistas o financiadores sobre el funcionamiento del mercado en cuestión. Dado lo anterior, la inversión en tecnologías maduras de bajo carbono se dividió en dos ejes de acuerdo con el país de actuación, ambos en el lado izquierdo de la figura 6.1).

Complementando los dos ejes anteriores, se ha identificado otro eje de acción relevante para la transición energética en América Latina y el Caribe, que se relaciona justamente con el fortalecimiento institucional y técnico de los sectores eléctricos de los países. Este fortalecimiento podría lograrse a través de diferentes acciones. Una de ellas es el desarrollo o contratación de estudios orientados a mejoras técnicas y regulatorias en temas distintos, como la operación, la planificación, el diseño de mercado, las subastas y las nuevas tecnologías, entre otros. Otra posible acción específica sería la creación de grupos de trabajo especializados, con expertos en estos ámbitos.



La promoción de programas de capacitación dirigidos a las autoridades y demás partes interesadas también es una acción relevante para fortalecer los sectores eléctricos de los países y permitir su modernización. Las acciones de este eje tendrían como objetivo central cerrar las brechas de desarrollo que todavía existen en la región o preparar a los países para afrontar los nuevos desafíos regulatorios y tecnológicos.

Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos como la descarbonización del transporte mediante la electromovilidad y de parte de la industria a través del hidrógeno verde. Ya por el lado de la oferta, se identificó de forma categórica la mayor necesidad de elementos que brinden flexibilidad a los sistemas eléctricos, tales como baterías, centrales de bombeo y termoeléctricas con captura de carbono —de los cuales, ninguno tiene una presencia significativa actualmente en los países de América Latina y el Caribe y, además, enfrentan brechas tecnológicas, económicas y regulatorias importantes para alcanzar su madurez.

Por lo tanto, estudiar e identificar las tecnologías más prometedoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones y empezar a realizar inversiones concretas (primero, en proyectos piloto y después a larga escala) son acciones importantes para que estas tecnologías, cruciales para la descarbonización de los sectores (eléctrico y otros), ganen la madurez necesaria para su despliegue.

FIGURA 6.1

## Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y el Caribe



El entorno del mercado dominicano fue analizado para cada uno de los cuatro ejes mencionados anteriormente. En el pasado reciente, el sector eléctrico del país ha experimentado una acelerada y profunda transformación como resultado de diferentes acciones y políticas energéticas llevadas a cabo por el Gobierno. Entre ellas, se pueden destacar acciones relacionadas con (i) la expansión del parque de generación, (ii) la organización institucional y regulatoria, y (iii) la implementación de innovaciones para la operación del sistema.

En cuanto a la ampliación del parque de generación, hay que recordar que el sector eléctrico dominicano cuenta con una alta proporción de plantas termoeléctricas que llevan muchos años en operación y utilizan combustibles

líquidos para su generación. Con el rápido crecimiento de la demanda observado en los últimos años y considerando cuestiones relacionadas con la dependencia energética del país debido a las altas importaciones de combustible, se han implementado diversas medidas para fomentar la construcción de nuevas plantas, con especial énfasis en las renovables no convencionales. La facilitación de los procesos burocráticos y una fuerte política de renovación del portafolio de las empresas distribuidoras mediante contratos a largo plazo han tenido como resultado la creación o próxima implantación de varias centrales de energía renovable, en especial solar. Al mismo tiempo, con el argumento de hacer más robusto el sistema ante las contingencias, se han realizado múltiples subastas para la instalación de centrales térmicas de gas natural, con algunos proyectos ya en operación y otros en desarrollo.

Por otra parte, ha comenzado el despliegue de la generación distribuida por el atractivo potencial de las fuentes renovables en la isla y la preocupación de los consumidores finales por la confiabilidad del suministro. Existe un programa de medición neta en el país, que permite a los clientes recibir un descuento en su factura por el excedente de producción inyectado a la red y hay discusiones en curso respecto de la renovación de este mecanismo. Con una implantación especialmente impulsada por el sector industrial del país, la capacidad instalada de generación distribuida se acerca ya al 10 % del parque generador y su tendencia es alcista.

El rápido crecimiento de la demanda, unido al fuerte desarrollo de nuevas centrales eléctricas en el país, también ha repercutido en la capacidad de la red de transmisión y, en consecuencia, en la operación del sector eléctrico. Bajo el marco regulatorio dominicano, el desarrollo y mantenimiento de la red de transmisión es responsabilidad exclusiva del Estado, el cual, debido a diversas complejidades, no puede hacer frente a las inversiones necesarias para acomodar el crecimiento de la demanda y la implantación de plantas fotovoltaicas en la red, las cuales conllevan retos operativos adicionales. En este contexto, se han puesto en práctica diferentes abordajes, incluyendo la posibilidad de que los propios promotores de las ER lleven a cabo refuerzos de la red para permitir su conexión, con posibilidad de reembolso por parte del Estado, e incentivos para implantar capacidad de almacenamiento en el país, centrándose en proyectos de energías renovables combinados con almacenamiento.

La posición más vulnerable del sector eléctrico dominicano, dada su condición geográfica de isla desconectada de otros mercados eléctricos y la ausencia de grandes centrales hidroeléctricas con embalses, unida a los retos de integración de las fuentes de ERNC al sistema, ha hecho que se pusiera un fuerte énfasis en el aumento de la capacidad de almacenamiento del país. En este sentido, existen diferentes enfoques: (i) la implementación de capacidad de almacenamiento a corto plazo, con el requerimiento establecido en resoluciones adoptadas en 2023 de asociar obligatoriamente los sistemas de baterías a generadores renovables de mayor escala; (ii) discusiones sobre la modernización de la operación del sector eléctrico, con la posibilidad de que los recursos de almacenamiento participen en los mercados de servicios auxiliares; y (iii) esfuerzos estatales para implementar centrales reversibles en el país, con miras a añadir capacidades de almacenamiento de mediana y larga duración.

En este contexto, destacan las actuaciones en el eje 1, realizadas con apoyo financiero en el mercado nacional y relacionadas tanto con la fase de desarrollo de nuevos proyectos en el sector energético como con su construcción. En el ámbito de la generación centralizada, las alternativas de energías renovables con almacenamiento asociado se han convertido en foco del sector dominicano tras los recientes cambios regulatorios. Dado el rápido aumento de la demanda previsto y la necesidad latente de modernizar el parque de generación, el país cuenta con una importante cartera de nuevos proyectos por ejecutar en los próximos años. Sin embargo, con un sector eléctrico en pleno crecimiento, las posibilidades de financiación no se limitan únicamente a la generación centralizada: la ampliación y modernización de la red de transmisión es un ámbito con una gran necesidad de inversión, ya sea directamente a través de la empresa estatal del país o de los promotores de nuevos proyectos. Además, la plataforma de generación distribuida gana cada vez más terreno, abarcando tanto a los clientes residenciales como a los consumidores del sector industrial.

La necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento del país también ofrece oportunidades, pero va acompañada de retos normativos. Actualmente, la puesta en marcha de proyectos de almacenamiento autónomos (stand-alone) se enfrenta a barreras regulatorias, ya que no encajan en las clasificaciones de la normativa vigente. Además, aún no hay consenso sobre la remuneración de estos proyectos, ya sea a través de mecanismos exclusivos para estas fuentes o

del mercado mayorista. En este ámbito institucional y regulatorio, cabe destacar la remodelación emprendida en los últimos años, con discusiones relacionadas con las responsabilidades de las distintas instituciones, además de la extinción y creación de nuevas entidades en el marco regulatorio de República Dominicana.

Por último, aunque los mecanismos actualmente en uso han demostrado hasta ahora su eficacia para promover la expansión del parque de generación, siguen surgiendo cuestiones asociadas a la discrecionalidad, transparencia y previsibilidad en la selección de nuevos proyectos. También hay interrogantes relacionados con la asignación de riesgos en los contratos, que hoy recaen enteramente en los usuarios, dado que en general tienen la forma de pago asociada a la inyección a la red del generador. En este contexto, el país está discutiendo la implementación de subastas centralizadas para la contratación de nuevos proyectos de energías renovables, lo que, en teoría, aumentaría el grado de transparencia y previsibilidad, resultando en ganancias de eficiencia para el mercado local. Además, permanece el problema de la confiabilidad y robustez del sistema, con un marco regulatorio que se considera anticuado y no tiene en cuenta una nueva realidad, marcada por la fuerte integración de plantas de fuentes renovables y con incentivos a la participación del almacenamiento. Estos cambios también siguen siendo objeto de debate, especialmente con vistas a modernizar el actual mecanismo de energía firme.

En este sentido, las acciones dirigidas a los ejes 2 y 3 aparecen como oportunidades. Con el foco puesto en el desarrollo de innovaciones en el mercado dominicano, como el almacenamiento autónomo, surgen oportunidades relacionadas con la financiación de nuevos proyectos, que en un primer momento pueden ver aumentado su nivel de remuneración, puesto que son necesarios para el buen funcionamiento del sector eléctrico dominicano. Al mismo tiempo, la modernización del marco regulatorio es un componente de gran importancia en el país por su potencial para incentivar o constituir una barrera para la implementación de nuevos proyectos.

Por último, la geografía dominicana merece consideración en cuanto al máximo potencial de implantación de proyectos renovables. Aunque tienen un potencial atractivo, las tecnologías fotovoltaica y eólica pueden encontrar restricciones de espacio para su desarrollo, debido a la necesidad de conciliar el respeto a las zonas de conservación del país con el crecimiento urbano y demográfico













previsto. En este contexto, y asociado al eje 4, se plantea la cuestión del desarrollo de la tecnología eólica marina en la costa dominicana, lo que permitiría al país continuar con sus objetivos de descarbonización ante dichas restricciones futuras. Aunque en el mercado ya hay algunos debates en este sentido, siguen siendo necesarias acciones más concretas para hacer viable el estudio y desarrollo de tales proyectos.

Por último, se destacan los avances en la implantación de la electromovilidad en el país. A principios de 2023, entraron en vigor dos marcos regulatorios diferentes, relacionados con los requisitos para las estaciones de recarga y las tarifas aplicables. A un nivel más incipiente, existen discusiones asociadas a la producción y uso de hidrógeno verde, aunque a un nivel aún más burocrático y protocolario, sin grandes avances prácticos ni marcos normativos en vigor. El cuadro 6.1 presenta un resumen de los análisis presentados en este capítulo.








CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de República Dominicana

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono con políticas	 Rentabilidades atractivas con riesgos controlados, pero posibilidad de cambios en la regulación.	 Transición en etapas iniciales, con presencia de fuentes altamente contaminantes.	 El mercado está en auge, pero se discute la posibilidad de cambios en la regulación.
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono sin políticas	 Implementación de proyectos de almacenamiento vinculados a ER, con altos retornos esperados.	 Implementación crucial para brindar mayores niveles de confiabilidad al sistema.	 Discusiones de cambios regulatorios relacionados con el almacenamiento, algunos de los cuales ya se han implementado.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Relevante para permitir una transición más acelerada y profunda.	 Si bien algunas discusiones ya están avanzadas, otras están más retrasadas (como los mecanismos de contratación y la metodología de potencia firme).
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgos y retornos más altos (eólica marítima, hidrógeno, etc.)	 Las nuevas tecnologías pueden permitir la descarbonización teniendo en cuenta posibles restricciones de espacio.	 Paso sin grandes avances prácticos ni discusiones en profundidad.

Leyenda:

-  El país no tiene dominio del tema.
-  El país se encuentra en un estado inicial de desarrollo.
-  Hay acciones que están siendo discutidas o implementadas en el país (como subastas de energía), pero aún es un tema incipiente.
-  Hay acciones, como la publicación de hojas de ruta, la promulgación de regulaciones y el desarrollo de proyectos.
-  El país domina el tema.

# 7

## Conclusiones



» El análisis de las políticas energéticas en República Dominicana ha puesto de manifiesto una serie de áreas de oportunidad y desafíos importantes. Aunque se han implementado medidas para fomentar las ERNC, como incentivos fiscales y precios de referencia para licitaciones, su penetración sigue siendo baja al comienzo del periodo estudiado (alrededor de 23 %). Esto sugiere que se requieren estrategias más efectivas para impulsar su adopción y maximizar sus beneficios ambientales.

La eficiencia energética es otra área crucial que necesita atención, ya que, a pesar de las auditorías realizadas en instituciones públicas, se carece de legislación específica a nivel nacional. La aprobación de leyes que promuevan la eficiencia energética es esencial para establecer un marco regulatorio sólido y fomentar la implementación de prácticas más sostenibles.

Por otro lado, el desarrollo de la electromovilidad y el hidrógeno verde también requiere una mayor atención y apoyo por parte del gobierno. Aunque se han establecido planes estratégicos nacionales para ambas áreas, es necesario fortalecer los incentivos y la regulación para su crecimiento efectivo.

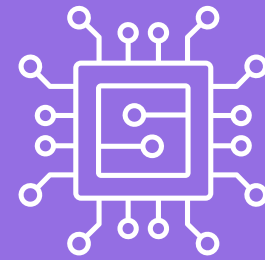
Finalmente, la infraestructura de medición inteligente y el uso de redes eléctricas inteligentes son fundamentales para una gestión eficiente y sostenible de la energía. Es crucial establecer una hoja de ruta clara con objetivos definidos y estrategias para su implementación.

En definitiva, abordar esas brechas y aprovechar esas oportunidades requerirá un enfoque integral y colaborativo entre entidades del gobierno, el sector privado y la sociedad en su conjunto.



El sistema eléctrico dominicano destaca por la marcada participación de las centrales termoeléctricas, especialmente de plantas duales (de gas natural y combustibles líquidos) y de carbón. Por otro lado, las plantas solares han experimentado un crecimiento acelerado en los últimos años, convirtiéndose en la segunda fuente más importante del sistema (véase el gráfico 5.4). Hacia finales de 2024, la capacidad instalada total alcanzaba casi 6 GW.

El análisis del sistema eléctrico dominicano revela una transformación significativa en la matriz energética. En el caso de BAU, se observa una disminución pronunciada en la participación de la energía térmica y un aumento sustancial de las fuentes renovables, principalmente eólica y solar. La introducción de baterías para almacenamiento contribuye a estabilizar la intermitencia de las fuentes renovables y reduce los costos marginales a lo largo del tiempo.



En el corto plazo, se prevé una expansión impulsada por las plantas solares, vinculadas a sistemas de almacenamiento. En términos regulatorios, la obligatoriedad de asociar baterías a las plantas solares de mayor capacidad según la regulación actual estimula la adopción del almacenamiento, facilitando la integración de fuentes renovables.

Con el paso de los años, la expansión se orienta hacia un mayor predominio de las fuentes renovables, superando el 60 % de la generación anual en el caso de BAU. Este cambio en el perfil de generación reduce la dependencia de las centrales térmicas, especialmente las de combustibles líquidos, y destaca la importancia del almacenamiento para gestionar la variabilidad de las fuentes renovables.

En el caso de TE, se evidencia un cambio más significativo, con la retirada planificada de todas las plantas de combustibles líquidos y carbón para 2050. La sustitución se centra en la expansión de las plantas de energía renovable y las térmicas de gas natural más eficientes. La contribución de tecnologías de almacenamiento y renovables se considera para garantizar la confiabilidad del sistema, marcando un avance significativo en comparación con el paradigma actual (véase el gráfico 5.24 y el 5.25).

La expansión proyectada tiene implicaciones para las inversiones en generación. Se observa que estas son un 32 % más elevadas en el caso de TE que en el de BAU. En este último, se calcula un total de USD 15.139 millones, mientras que en el caso de TE este valor asciende a USD 20.029 millones (véase el gráfico 5.28).

En cuanto a las inversiones en transmisión, ambos escenarios comparten similitudes en los primeros períodos, pero en el caso de TE se requieren inversiones adicionales en la última década, principalmente por la retirada de centrales térmicas y la incorporación de eólicas marítimas. En el caso de BAU se estima un total de inversiones igual a USD 1.573 millones, mientras que en el caso de TE ascienden a USD 1.889 millones (un aumento del 20 %) (véase el gráfico 5.31).

Las inversiones en distribución se destinan en un 73 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 390 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

Finalmente, la evaluación de la prima verde revela que, en el caso de TE, los costos marginales de expansión son ligeramente mayores durante la década de 2030, alcanzando aproximadamente 10 USD/MWh, pero a largo plazo disminuyen a alrededor de 24 USD/MWh en la última década. Este valor refleja la inversión adicional necesaria para el proceso de transición energética. En resumen, las metas de generación renovable y de desmantelamiento de las centrales eléctricas de carbón resultan en un costo total de expansión más elevado.

En conclusión, el sector eléctrico dominicano ha experimentado una notable transformación en los últimos años, impulsada por acciones y políticas energéticas gubernamentales. El cambio se ha enfocado en la expansión del parque de generación, priorizando la implementación de plantas renovables no convencionales para reducir la dependencia energética del país. Además, se ha promovido la generación distribuida y la modernización de la red de transmisión para acomodar el crecimiento de la demanda y la integración de energías renovables.

El aumento de la capacidad de almacenamiento se ha convertido en una necesidad para mejorar la confiabilidad del suministro y enfrentar los desafíos de la integración de fuentes renovables. Sin embargo, existen barreras normativas que deben superarse para la implementación efectiva de proyectos de almacenamiento. La discusión sobre la modernización del marco regulatorio y la implementación de subastas centralizadas también se consideran oportunidades para mejorar la transparencia y eficiencia del mercado eléctrico. Además, nuevas tecnologías como la eólica marítima pueden ser opciones para aprovechar el potencial renovable del país a largo plazo.

# Referencias

- ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- Austin, D. (2023). *Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: Working Paper 2023-06*. Working Papers 58964. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>
- Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2022c). *Población, total*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=BO>
- Banco Mundial (2023a). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.
- Banco Mundial (2023b). *Distribution Efficiency Improvement and Utility Strengthening Project*. Grupo Banco Mundial. Actualizado el 28 de mayo de 2024. <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P180512>
- Banco Mundial (2023c). *Segunda Reforma Eléctrica para el Crecimiento Sostenible*. Grupo Banco Mundial. <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P178570>
- Bass, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*. *Management Science* 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>.
- BCIE (2020). *Potenciando el uso del gas natural en el SICA. Capítulo República Dominicana*. Banco Centroamericano de Integración Económica. <https://www.bcie.org/potenciando-el-uso-del-gas-natural-en-la-region-sica>
- BCIE (s.f.). *Proyecto Hidroeléctrico Palomino*. Banco Centroamericano de Integración Económica. <https://www.bcie.org/paises-socios/regionales-no-fundadores/republica-dominicana>
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (2021). *Apoyo a la Implementación del Programa de Eficiencia Energética*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/DR-T1167>
- BID (2023). *Preparación del Plan de Inversión para Acelerar la Transición del Carbón*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/DR-T1278>

- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CES (2021). *Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico en la República Dominicana (2021-2030)*. Santo Domingo: Presidencia de la República. <https://bvearmb.do/bitstream/handle/123456789/3940/pacto-electrico.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas*. Obtenido de Energy futures and options. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- CNE (2022). *Plan Energético Nacional 2022-2036*. Comisión Nacional de la Energía. <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2022/08/Plan-Energetico-Nacional-WEB-2022.pdf>
- EIA (2023a). *Annual Energy Outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023\\_Narrative.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf)
- EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decena-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023). *Demanda e eficiência energética. Empresa de Pesquisa Energética*. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final\\_20230313.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf)
- ETED (2021). *Plan de expansión: Sistema de Transmisión Eléctrico 2021-2035*. Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana. <https://eted.gov.do/transparencia/index.php/publicaciones-oficiales/file/38193-plan-de-expansin-2021-2035-eted1>
- FMI (2023). *World economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>
- GIZ (22 de enero de 2021). *Proyecto transición energética publica estudio nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución dominicanas*. <https://transicionenergetica.mem.gob.do/2021/01/22/proyecto-transicion-energetica-publica-estudio-nivel-de-penetracion-fotovoltaica-permisible-en-las-redes-de-distribucion-dominicanas/>
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>

- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). *Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates*. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.
- Hydrogen Council (15 de julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- INTRANT (2020). *Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica*. Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre. <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/documentos-transicion/11.%20Plan%20Estrategico%20Nacional%20de%20Movilidad%20Electrica%20%202020.pdf>
- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- Islam, T. (2014). *Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data*. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.
- Ley General de Electricidad N.o 125-01 y su Reglamento de Aplicación (2012)*. Superintendencia de Electricidad. <https://www.sie.gob.do/images/sie-documentos-pdf/leyes/LeyGeneraldeElectricidadNo.125-01.pdf>
- Ley General de Electricidad (26 de julio de 2001). Ley N.o 125-01*. <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/2019/01/Ley-No.-125-01-General-de-Electricidad.pdf>
- Ley N.o 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales (7 de mayo de 2007)*. <https://dgii.gov.do/legislacion/leyesTributarias/Documents/Leyes%20de%20Incentivos%20y%20Fomentos/57-07.pdf>
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [sitio web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen): Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.
- NREL (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. Annual Technology Baseline [base de datos]. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>
- OC (2020). *Operación Isla del SENI. OC-GO-14-OEIS2007-200731-V0*. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. [https://www.oc.org.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core\\_Download&EntryId=159365&language=es-ES&PortalId=0&TabId=188](https://www.oc.org.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core_Download&EntryId=159365&language=es-ES&PortalId=0&TabId=188)



- OC (15 de febrero de 2022). *Informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2021*. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. [https://www.oc.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core\\_Download&EntryId=175027&language=es-ES&PortalId=0&TabId=185](https://www.oc.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core_Download&EntryId=175027&language=es-ES&PortalId=0&TabId=185)
- OC (2024). Reportes. *Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado*. <https://www.oc.do/Servicios/Reporte/CapacidadInstalada>
- OLADE (2022). *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2022*. Quito: Organización Latinoamericana de la Energía: <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/01/Panorama-ALC-13-12-2022.pdf>
- Our World In Data (2024). *Electricity demand, 2000 to 2022*. Con datos de Ember, 2024. <https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand>
- PNUMA (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y El Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>.
- PSR (2024a). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/OptgenFolderEng.pdf>
- PSR (2024b). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/SDDPFolderEng.pdf>
- Quirós, J., Baldivieso, H. y Lefevre, B. (6 de octubre de 2023). *Descarbonización de la generación eléctrica en la República Dominicana. Hablemos de Sostenibilidad y Cambio Climático [blog]*. Banco Interamericano de Desarrollo: <https://blogs.iadb.org/sostenibilidad/es/descarbonizacion-de-la-generacion-electrica-en-la-republica-dominicana-hacia-una-economia-mas-fuerte/>
- Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of America*. The University of Texas at Austin. <https://www.conservativetexasforenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf>
- Rogers, E. (2003). *The diffusion of Innovation*. 5a Edición. Free Press.
- Senado (22 de marzo de 2023). *El Senado aprobó en segunda lectura el Proyecto Ley de Eficiencia Energética*. Senado de República Dominicana. <https://www.senadord.gob.do/el-senado-aprobo-en-segunda-lectura-el-proyecto-ley-de-eficiencia-energetica>
- Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*. Association for the Advancement of Artificial Intelligence Fall Symposium. Technical Report.
- U.S Department of Energy. (s. f.). *Electric vehicle charging stations*. Alternative Fuels Data Center. <https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-stations>

- Urteaga, J. y Hallack, M. (2021). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe ¿por qué importa?* Energía para el futuro [blog]. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://blogs.iadb.org/energia/es/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-por-que-importa/#:~:text=La%20ef>.
- Verbanaz, S. (2019). *El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Zhang, F. (26 de julio de 2013). *How fit are feed-in tariff policies?* Sustainable Energy for All [blog]. <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies>

# Apéndice 1

## » Adiciones de capacidad de generación

**CUADRO A 1.1**

Adiciones de capacidad en el sistema mexicano en el caso de BAU (en MW)

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica terrestre	Solar	Batería	Eólica marítima
2024	-	-	-	613,4	-	-
2025	-	-	-	633,4	25	-
2026	-	400	-	100	25	-
2027	-	540	50	100	25	-
2028	300	-	50	160	40	-
2029	-	-	50	200	50	-
2030	-	-	50	200	90	-
2031	-	-	41,2	200	100	-
2032	-	-	17,6	200	100	-
2033	-	-	34,1	280	130	-
2034	-	300	100	100	25	-
2035	-	140	100	100	26,7	-
2036	-	0,1	250	100	95	-
2037	-	200	150	100	105	-
2038	-	100,1	280	100	105	-

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica terrestre	Solar	Batería	Eólica marítima
2039	-	100,1	250	100	125	-
2040	-	100,1	250	140	135	-
2041	-	135	270	120	150	-
2042	-	145	270	120	150	-
2043	-	135	310	120	180	-
2044	-	150	300,1	200	200	-
2045	-	140	350	160	220	-
2046	-	75	350	200	250	-
2047	-	150,1	300	260	295	-
2048	-	0,1	400	280	320	-
2049	-	100	300	280	370	0,1
2050	-	-	-	280	370	400
<b>Total</b>	<b>300,</b>	<b>2.910,6</b>	<b>4.523</b>	<b>5.446,8</b>	<b>3.706,7</b>	<b>400,1</b>

**CUADRO A 1.2**

Adiciones de capacidad en el sistema mexicano en el caso de TE (en MW)

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Biomasa	Batería	Eólica marítima
2024	-	-	-	613,4	-	-	-
2025	-	-	-	633,4	-	25,5	-
2026	-	400	-	120	-	30	-
2027	-	540	50	150	-	37,5	-
2028	300	-	50	180	-	45	-

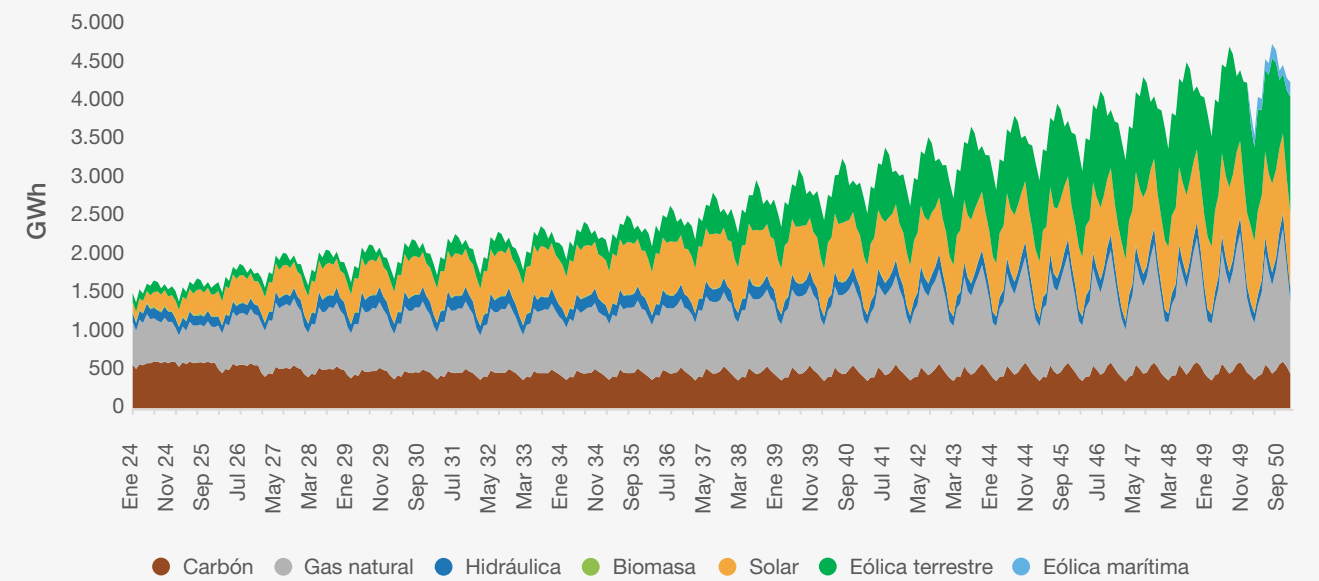
Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Biomasa	Batería	Eólica marítima
2029	-	-	50	200	-	50	-
2030	-	-	50	200	-	50	-
2031	-	-	100	200	-	50	-
2032	-	300	100	200	-	50	-
2033	-	150	100	250	-	122,5	-
2034	-	270,1	150	120	-	100	-
2035	-	150,1	150	115	-	112,3	-
2036	-	258,9	250	120	-	108,5	-
2037	-	160	250	120	-	130	-
2038	-	160	300	120	-	130	-
2039	-	220,1	350	115	-	153,8	-
2040	-	250	400	120	-	150	-
2041	-	200	400	120	-	162	-
2042	-	180	350	100	-	150	-
2043	-	180	380	100	15	170	-
2044	-	330	120	150	-	187,5	450
2045	-	330	-	240	30	260	550
2046	-	50	-	150	-	257,5	450
2047	-	50	170	150	30	292,5	250
2048	-	100	300	150	30	307,5	-
2049	-	100	130	160	3	390	280
2050	-	100	300	300	-	425	200
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>4.479,2</b>	<b>4.500</b>	<b>5.196,8</b>	<b>135</b>	<b>3.947</b>	<b>2.180</b>

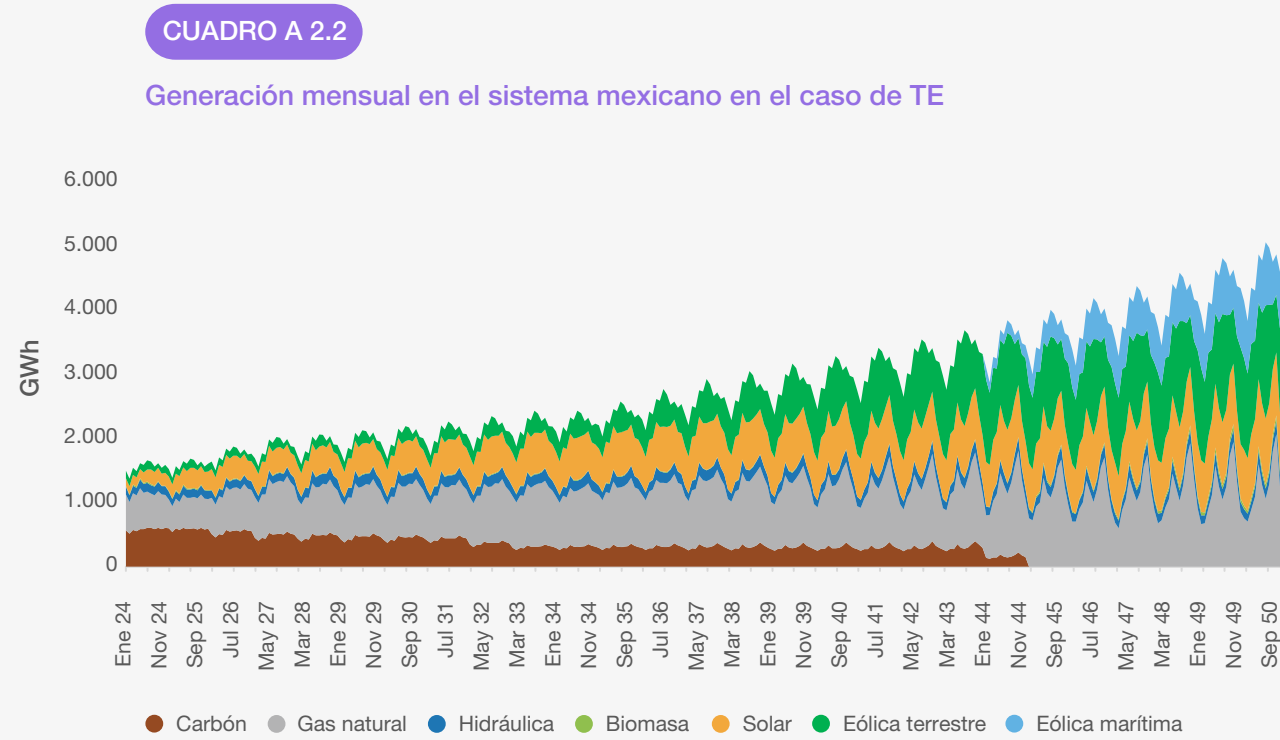
# Apéndice 2

## » Generación mensual por tecnología

CUADRO A 2.1

Generación mensual en el sistema dominicano en el caso de BAU





# Apéndice 3

## » Inversiones en generación

**CUADRO A 3.1**

Inversiones anuales en el sistema de generación de República Dominicana (MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	495	495
2025	516	516
2026	587	608
2027	758	859
2028	937	957
2029	253	253
2030	292	248
2031	290	293
2032	262	649
2033	359	575
2034	548	652
2035	355	513
2036	395	732
2037	549	575

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	509	616
2039	499	807
2040	529	847
2041	576	760
2042	581	670
2043	634	731
2044	698	1.436
2045	726	1.633
2046	717	1.084
2047	860	974
2048	795	749
2049	835	1.104
2050	1.082	1.188

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	18	17
2024	Gas natural (ciclo combinado)	140	168
2024	Solar	100	61
2025	Batería (4h)	150	149
2025	Eólica terrestre	400	344
2025	Eólica marítima	0	0

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Solar	160	117
2026	Batería (4h)	90	101
2026	Eólica	150	138
2026	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2026	Gas natural (ciclo combinado)	0	0
2026	Solar	200	113
2027	Batería (4h)	250	239
2027	Solar	280	186
2028	Batería (4h)	27	28
2028	Eólica	270	241
2028	Gas natural (ciclo abierto)	150	128
2028	Solar	280	146
2029	Eólica	41	41
2029	Gas natural (ciclo combinado)	300	360
2029	Solar	100	61
2030	Batería (4h)	135	135
2030	Eólica	300	260
2030	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2030	Solar	100	75
2031	Batería (4h)	50	57
2031	Eólica	250	233
2031	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2031	Gas natural (ciclo combinado)	0	0
2031	Solar	120	69
2032	Batería (4h)	220	212



Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2032	Gas natural (ciclo abierto)	140	119
2032	Solar	200	136
2033	Batería (4h)	25	27
2033	Eólica	270	242
2033	Gas natural (ciclo abierto)	135	115
2033	Solar	280	148
2034	Batería (4h)	370	345
2034	Eólica	50	51
2034	Solar	100	62
2035	Batería (4h)	125	126
2035	Eólica	350	305
2035	Solar	100	77
2036	Batería (4h)	40	47
2036	Eólica	100	94
2036	Gas natural (ciclo combinado)	0	0
2036	Solar	120	70
2037	Batería (4h)	200	194
2037	Gas natural (ciclo combinado)	400	480
2037	Solar	200	138
2038	Batería (4h)	130	140
2038	Eólica	250	226
2038	Gas natural (ciclo abierto)	145	123
2038	Solar	260	140
2039	Batería (4h)	370	347
2039	Eólica	50	52

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2039	Solar	100	63
2040	Batería (4h)	105	107
2040	Eólica	350	306
2040	Gas natural (ciclo abierto)	0	0
2040	Gas natural (ciclo combinado)	0	0
2040	Solar	633	498
2041	Batería (4h)	25	30
2041	Eólica	100	96
2041	Gas natural (ciclo combinado)	200	240
2041	Solar	120	71
2042	Batería (4h)	180	176
2042	Gas natural (ciclo combinado)	400	480
2042	Hidráulica	300	720
2042	Solar	200	141
2043	Batería (4h)	100	109
2043	Eólica	250	227
2043	Gas natural (ciclo abierto)	135	115
2043	Solar	200	109
2044	Batería (4h)	320	302
2044	Eólica	50	53
2044	Solar	100	64
2045	Batería (4h)	105	108
2045	Eólica	300	264
2045	Gas natural (ciclo abierto)	75	64
2045	Gas natural (ciclo combinado)	150	180

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2045	Solar	613	495
2046	Batería (2h)	25	18
2046	Batería (4h)	25	30
2046	Eólica	34	33
2046	Gas natural (ciclo combinado)	0	0
2046	Solar	140	83
2047	Batería (4h)	150	148
2047	Eólica terrestre	300	257
2047	Eólica marítima	400	593
2047	Solar	200	143
2048	Batería (4h)	100	110
2048	Eólica	280	256
2048	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2048	Solar	160	89
2049	Batería (4h)	295	281
2049	Eólica	50	54
2049	Solar	100	65
2050	Batería (4h)	95	98
2050	Eólica	310	275
2050	Gas natural (ciclo abierto)	140	119
2050	Solar	280	144

CUADRO A 3.3

A.3.3 Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	100	99
2024	Gas natural (ciclo combinado)	150	180
2024	Solar	115	70
2025	Batería (4h)	162	160
2025	Biomasa	15	18
2025	Eólica terrestre	300	258
2025	Eólica marítima	280	422
2025	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2025	Solar	180	132
2026	Batería (4h)	50	56
2026	Eólica	250	231
2026	Gas natural (ciclo abierto)	0	0
2026	Gas natural (ciclo combinado)	150	180
2026	Solar	150	84
2027	Batería (4h)	258	247
2027	Biomasa	30	36
2027	Solar	250	166
2028	Batería (4h)	112	117
2028	Eólica	350	312
2028	Gas natural (ciclo abierto)	200	170
2028	Gas natural (ciclo combinado)	130	156
2028	Solar	160	83

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2029	Eólica	100	100
2029	Gas natural (ciclo combinado)	270	324
2029	Solar	120	74
2030	Batería (4h)	150	150
2030	Eólica	170	147
2030	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2030	Solar	150	112
2031	Batería (4h)	50	57
2031	Eólica	250	233
2031	Gas natural (ciclo abierto)	160	136
2031	Gas natural (ciclo combinado)	220	264
2031	Solar	100	57
2032	Batería (4h)	260	251
2032	Biomasa	30	36
2032	Solar	200	136
2033	Batería (4h)	100	106
2033	Eólica	400	359
2033	Gas natural (ciclo abierto)	180	153
2033	Gas natural (ciclo combinado)	130	156
2033	Solar	150	79
2034	Batería (4h)	425	396
2034	Eólica	50	51
2034	Gas natural (ciclo combinado)	150	180
2034	Solar	120	75
2035	Batería (4h)	154	155

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2035	Eólica marítima	250	390
2035	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2035	Solar	120	92
2036	Batería (4h)	45	52
2036	Eólica	150	142
2036	Gas natural (ciclo abierto)	160	136
2036	Solar	100	58
2037	Batería (4h)	188	182
2037	Gas natural (ciclo combinado)	540	648
2037	Solar	200	138
2038	Batería (4h)	123	132
2038	Eólica	400	361
2038	Gas natural (ciclo abierto)	180	153
2038	Solar	150	80
2039	Batería (4h)	390	366
2039	Eólica	50	52
2039	Gas natural (ciclo combinado)	300	360
2039	Solar	120	76
2040	Batería (4h)	130	132
2040	Eólica marítima	450	714
2040	Gas natural (ciclo abierto)	50	43
2040	Solar	633	498
2041	Batería (4h)	38	45
2041	Eólica	150	143
2041	Solar	120	71

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2042	Batería (4h)	170	166
2042	Biomasa	30	36
2042	Eólica	300	256
2042	Gas natural (ciclo combinado)	400	480
2042	Hidráulica	300	720
2042	Solar	200	141
2043	Batería (4h)	50	54
2043	Eólica	350	318
2043	Gas natural (ciclo abierto)	200	170
2043	Solar	150	82
2044	Batería (4h)	308	291
2044	Eólica	50	53
2044	Solar	115	74
2045	Batería (4h)	130	133
2045	Eólica	120	106
2045	Eólica marítima	550	887
2045	Gas natural (ciclo abierto)	50	43
2045	Solar	613	495
2046	Batería (2h)	26	19
2046	Batería (4h)	30	36
2046	Eólica	100	97
2046	Gas natural (ciclo abierto)	0	0
2046	Gas natural (ciclo combinado)	259	311
2046	Solar	120	72
2047	Batería (4h)	150	148

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2047	Eólica	130	111
2047	Eólica marítima	200	297
2047	Solar	200	143
2048	Batería (4h)	50	55
2048	Eólica	300	274
2048	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2048	Solar	240	133
2049	Batería (4h)	293	278
2049	Biomasa	30	36
2049	Eólica	50	54
2049	Solar	120	79
2050	Batería (4h)	109	112
2050	Eólica	380	336
2050	Eólica marítima	450	738
2050	Gas natural (ciclo abierto)	200	170
2050	Solar	300	154

# Apéndice 4

## » Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de República Dominicana (valores acumulados en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	62	62
2026	112	113
2027	179	186
2028	231	240
2029	259	269
2030	291	297
2031	324	330
2032	354	391
2033	395	449
2034	445	509
2035	480	558
2036	522	628
2037	574	690

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	629	756
2039	683	835
2040	742	921
2041	806	1.004
2042	871	1.077
2043	941	1.157
2044	1.021	1.273
2045	1.103	1.405
2046	1.186	1.490
2047	1.281	1.579
2048	1.375	1.662
2049	1.474	1.764
2050	1.573	1.889



# Apéndice 5

## » Mapas del potencial renovable eólico y solar

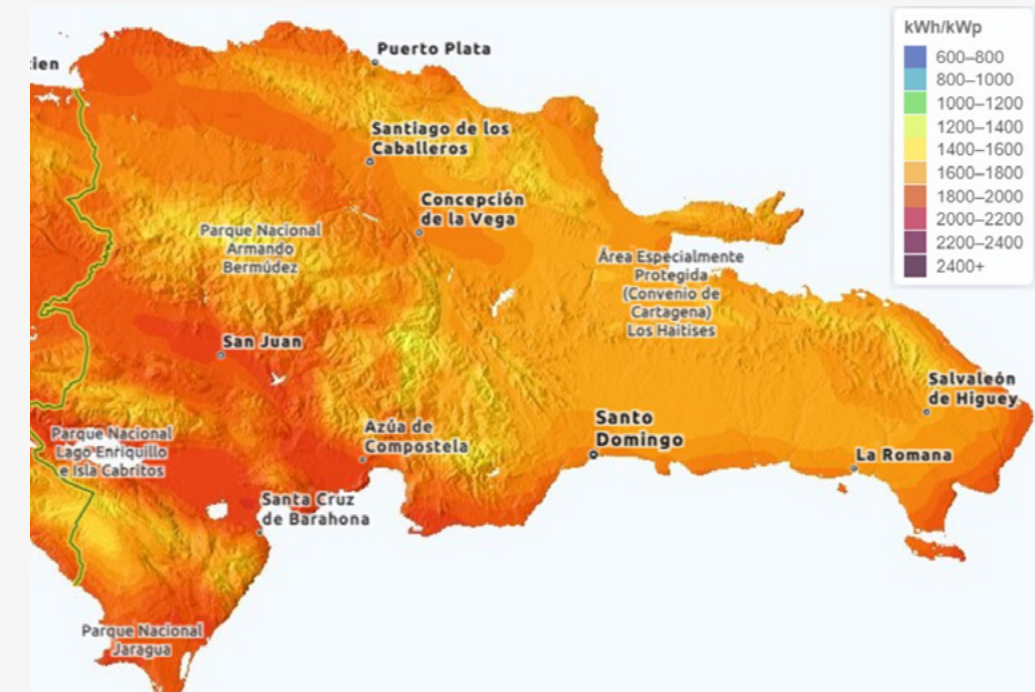
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



# Apéndice 6

## » Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático<sup>9</sup>. Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos que confluye con la generación renovable no convencional, el despliegue de recursos energéticos descentralizados con una participación más activa de los consumidores, el desarrollo y difusión de la digitalización de los sistemas (redes y medición inteligentes) en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, almacenamiento o movilidad eléctrica). Esos y otros aspectos están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico muy diferente del que se ha conocido en las últimas décadas.

El proceso involucra a distintas áreas del ámbito público y privado, que deben trabajar coordinadamente para lograr los objetivos pautados en cada país, según los recursos disponibles y las estrategias esbozadas para el corto, mediano y largo plazo. Es aquí donde las particularidades (diferencias) entre los países de América Latina y el Caribe se hacen evidentes. Por ello, y para dotar al informe de un marco que permita ordenar y clarificar el estado en el que se encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera

<sup>9</sup> Existen, en la literatura, numerosas definiciones similares, que pueden variar en detalles, pero que mantienen el núcleo de lo que significa la transición energética. En particular, esta fue tomada de la web del Gobierno argentino (<https://www.argentina.gob.ar/cnea/destacados/transicion-energetica-y-tecnologia-nuclear/que-es-la-transicion-energetica>).

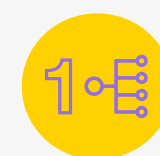
importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

- ▶ **Descarbonización de la matriz de generación eléctrica**, mediante la incorporación de centrales eléctricas de generación renovable.
- ▶ Implementación de nuevas tecnologías para la **descarbonización del sector energético**, incluyendo electromovilidad, eficiencia, hidrógeno verde, etcétera.

Existen países, como Costa Rica o Uruguay, por citar algunos ejemplos regionales, que han desarrollado la primera etapa con éxito y se encuentran actualmente incorporando mecanismos de descarbonización del sector energético. La mayoría encara ambas etapas en forma simultánea. Estos hechos característicos se consideran también para el presente estudio.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha abordado un análisis por país del estado en el que se encuentra la normativa en términos de transición energética. Se desarrolló una caracterización basada en tres criterios:

- ▶ Estructura y funcionamiento sectorial.
- ▶ Políticas de transición energética.
- ▶ Planeamiento y regulación sectorial.



### Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

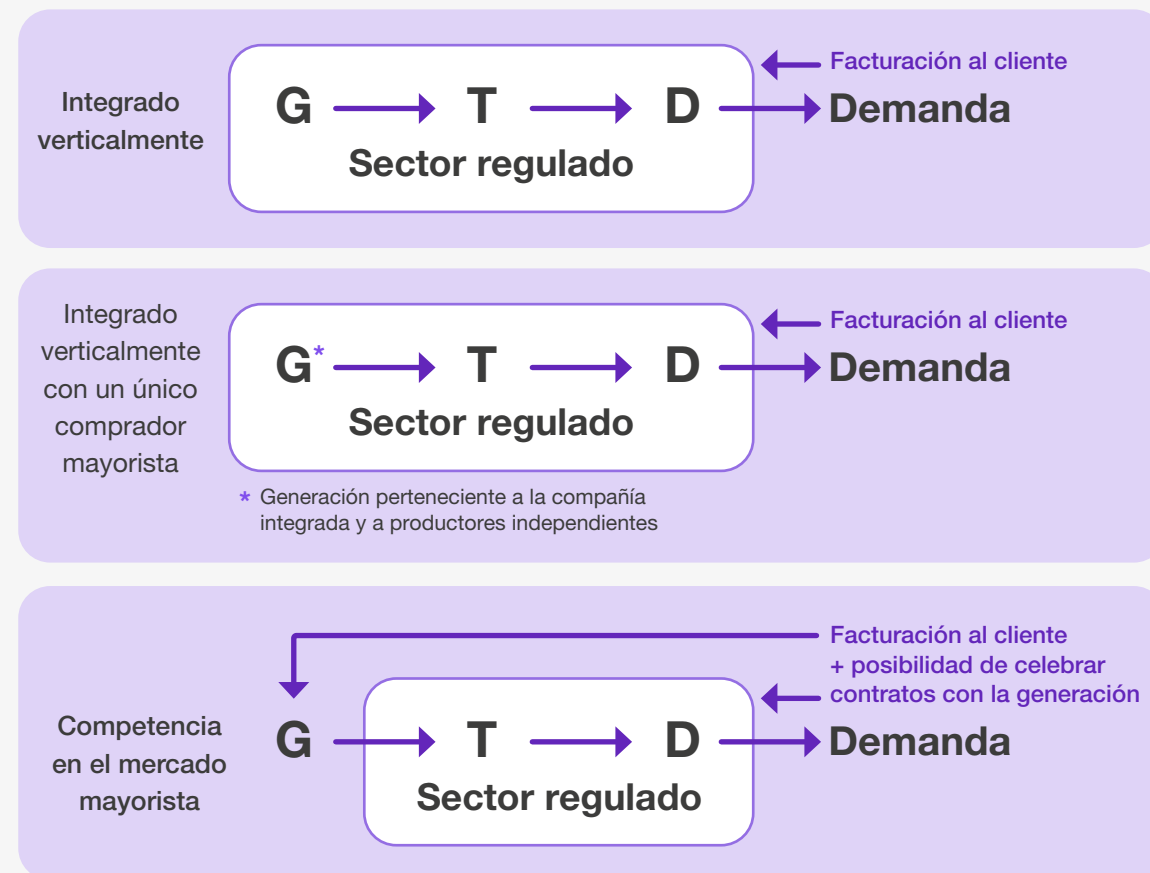
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

el alineamiento con los objetivos de descarbonización. Para este análisis, se consideran cinco variables relevantes:

- ▶ La **estructura sectorial**. Los sectores abiertos y sometidos a la competencia significan un importante incentivo para que los agentes adopten estrategias anticipadoras del mercado e innovadoras en los modelos de negocio asociados a la transición, mientras que los sectores integrados verticalmente pueden resultar más efectivos a la hora de integrar los objetivos de la transición en el desarrollo del sector. Se consideran los modelos que se muestran en figura A.6.1.

FIGURA A.6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



Fuente: Elaboración propia con base en Rhodes et al. (2021).

En particular, en el último modelo de estructura sectorial considerado, los clientes residenciales, comerciales o industriales cuya demanda supera un valor determinado se encuentran habilitados (u obligados) a celebrar contratos de abastecimiento de energía con los generadores o a través de la figura del comercializador. La disminución del mencionado límite en un sistema eléctrico permite la participación de mayor cantidad de agentes en el mercado, pero dificulta los procesos de cálculo y modelización del despacho.

La tendencia actual es disminuir dicho límite con el objeto de incrementar la competencia en el mercado mayorista. Por este motivo, resulta de importancia relevar el valor adoptado por cada país.

- ▶ El **acceso al mercado mayorista (MM) y a la red de transmisión**. Este es un factor determinante de las políticas y estrategias posibles para incrementar la participación de las fuentes renovables en el sistema central de producción y para la existencia de mercados mayoristas competitivos. Se distinguen dentro de este grupo tres tipos de acceso al mercado mayorista:

- Exclusivo para el operador monopólico de la cadena, en estructuras integradas verticalmente.
- A través de subastas competitivas para cualquier tipo de generación, normalmente en estructuras con comprador único.
- A través de licencias o autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables.

También se identifican tres tipos de acceso a la red de transmisión:

- Libre acceso de terceros a la red en sistemas competitivos.
- Acceso controlado a la red por parte del transportista, principalmente en sistemas de comprador único o de competencia parcial por clientes elegibles.
- Inexistencia de oportunidades de acceso de terceros en sistemas integrados verticalmente.

▶ La **competencia en el mercado mayorista**. Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:

- Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
- Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento mediante energías renovables.
- Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.

▶ **Mercados locales de energía**. Basados en el rol coordinador de los controladores locales, tienen como principales elementos distintivos las transacciones de energía entre pares (*peer to peer*), demandas flexibles y agregadas a través de comunidades energéticas.

▶ **Transparencia tarifaria**. La definición de categorías tarifarias responde a una lógica adecuada si:

- Tiene racionalidad económica, en el sentido de que se asocian a la responsabilidad sobre los costos del sistema, en particular los costos de la red.
- Están agrupadas por tensión de suministro, como una de las variables determinantes de los costos asociados a la categoría.

El análisis de transparencia tarifaria y reflectividad de los costos de los cargos tarifarios se ha efectuado en términos de cargos previstos en los pliegos tarifarios de cada país.



## Segundo criterio: políticas de transición energética

Respecto del segundo criterio, el objetivo es identificar brechas de política existentes en cada país que puedan obstaculizar ese desarrollo, con especial énfasis en los siguientes sectores:

▶ **Energía renovable no convencional (ERNC)**. Aproximadamente el 12 % de la energía eléctrica generada en 2021 en los países miembros de CAF procedía de fuentes renovables no convencionales. El bajo valor porcentual implica un desafío por delante en términos de descarbonización de la matriz de generación por país, que se aborda en los apartados correspondientes. Los mecanismos regulatorios de remuneración e incentivo a la inversión en fuentes renovables de generación juegan un papel determinante en el posicionamiento. Se han identificado tres modalidades:

- Precios fijos de compra (*feed in tariffs*).
- Subastas para la provisión de fuentes renovables.
- Incentivos fiscales para la inversión (en red y aislada).

La alternativa de precios fijos de compra es la que más certezas proporciona a los inversores en fuentes renovables, pero la experiencia internacional (Zhang, 2013) muestra que puede derivar en sobreinversión si los precios de compra están sobreestimados. Los mecanismos de subasta han sido los más efectivos y eficientes desde ese punto de vista y han sido los más extendidos en su aplicación reciente.

▶ **Eficiencia energética**. Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos



años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:

- La existencia de un plan o marco legal nacional para la promoción de la eficiencia energética.
- La existencia de una agencia especializada en la promoción de la eficiencia energética.
- Mandatos e incentivos para el cumplimiento de metas de eficiencia energética.
- La existencia de normativa de etiquetado de equipamientos eléctricos.
- La existencia de normativas de eficiencia energética en edificios.

- ▶ **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del transporte, también relevada y proyectada, muestran la necesidad de contar con elementos regulatorios que aporten incentivos para acelerar la evolución de la electromovilidad.
- ▶ **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de la GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven

la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.

- ▶ **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, Chile o Venezuela, puede ser fundamental como vector en la transición energética, por lo que se ha incluido este análisis en el presente estudio.



## Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

Finalmente, un adecuado planeamiento y regulación sectorial contribuye a generar un escenario de transición con calidad institucional y reglas transparentes, que alienten la participación de los diferentes agentes (públicos y privados) con incentivos adecuados para la descarbonización de los sistemas, la mejora permanente de su eficiencia y la sustentabilidad financiera.

- ▶ **Planificación energética.** Un planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué naturaleza serán las fuentes energéticas que utilizará. En tal sentido, una planificación energética que considere la inserción de energías renovables y otras tecnologías de descarbonización o al menos con un menor nivel de emisiones de GEI será un vector director hacia escenarios futuros que puedan cumplir, en



mayor o menor medida, los compromisos asumidos a nivel internacional (CDN) y nacional.

▶ **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:

- Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.
- Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear las expectativas de los agentes y señalar con más eficacia los objetivos de descarbonización. Este tipo de planeamiento puede verse complementado con la incorporación predefinida de fuentes renovables a través de subastas.
- Vinculante, en sistemas integrados verticalmente y con inversión centralizada. Este tipo permite un alineamiento total con objetivos de descarbonización, pero no internaliza los beneficios de la diversidad de agentes en el sector (mejoras de eficiencia e innovación tecnológica).

▶ **Inclusión de la generación distribuida (GD) en la planificación y la regulación sectorial.** Se ha dividido el análisis en dos tipos de generación distribuida:

- Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.
- Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban en 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es

cercana al 2 % de la generación total, valor que no es destacado, pero que, sin embargo, ha sido alcanzado mediante un crecimiento sostenido del orden del 120 % anual (PNUMA, 2022). En ese sentido, un aspecto clave que se considera es la remuneración de la inyección o extracción a través de mecanismos de medición o facturación netas, orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración del suministro o consumo de energía por parte de los autoprodutores.

▶ **Inclusión del almacenamiento con baterías en la planificación y regulación sectorial.** La incorporación sustancial de energía renovable no gestionable a la matriz de generación de cada país, sumada a la variabilidad propia de la demanda, traerá aparejada la necesidad de contar con elementos capaces de absorber estas variaciones en el sistema eléctrico. Entre ellos tendrán particular importancia las baterías como complemento de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, motivo por el cual es relevante contar con normativa específica que incentive la inversión en estos sistemas.

# Apéndice 7

## » Propuesta metodológica



### Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

En este estudio, se crean escenarios que exploran la evolución de los sistemas eléctricos de los países miembros de CAF en función de la adopción de diferentes supuestos. Para ello, se emplea una metodología fundamentalista que pueda determinar las condiciones de la demanda eléctrica a largo plazo y de la oferta necesaria para satisfacerla de manera eficiente, teniendo en cuenta las circunstancias de cada caso. Para ello, se utilizan herramientas computacionales avanzadas para la planificación de sistemas eléctricos (el conjunto de herramientas utilizadas es desarrollado por la consultora PSR).

El objetivo principal del plan de expansión a largo plazo es garantizar el balance entre el suministro de electricidad y la demanda, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que se deben construir para cubrir las necesidades de la demanda de manera óptima en un horizonte de tiempo de mediano a largo plazo. Para optimizar el plan de expansión, se debe minimizar una función de costos que considere los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales de generación, así como las penalizaciones por energía no suministrada.

Para planificar la expansión, se utiliza una herramienta computacional que determina el plan de expansión más económico para un sistema eléctrico, considerando proyectos potenciales de diferentes tecnologías (modelo OPTGEN (PSR, 2024)) y una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema (modelo *SDDP* (PSR, 2024)). El plan de expansión más económico se logra mediante la optimización de las contrapartidas (*trade-off*) entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico.

La primera etapa en la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica a largo plazo es prever la demanda de energía, la cual depende de datos socioeconómicos. Para determinar el crecimiento de la demanda a largo plazo, se construye un escenario macroeconómico. Además, se consideran demandas adicionales resultantes de acciones de electrificación de la economía que se esperan a largo plazo.

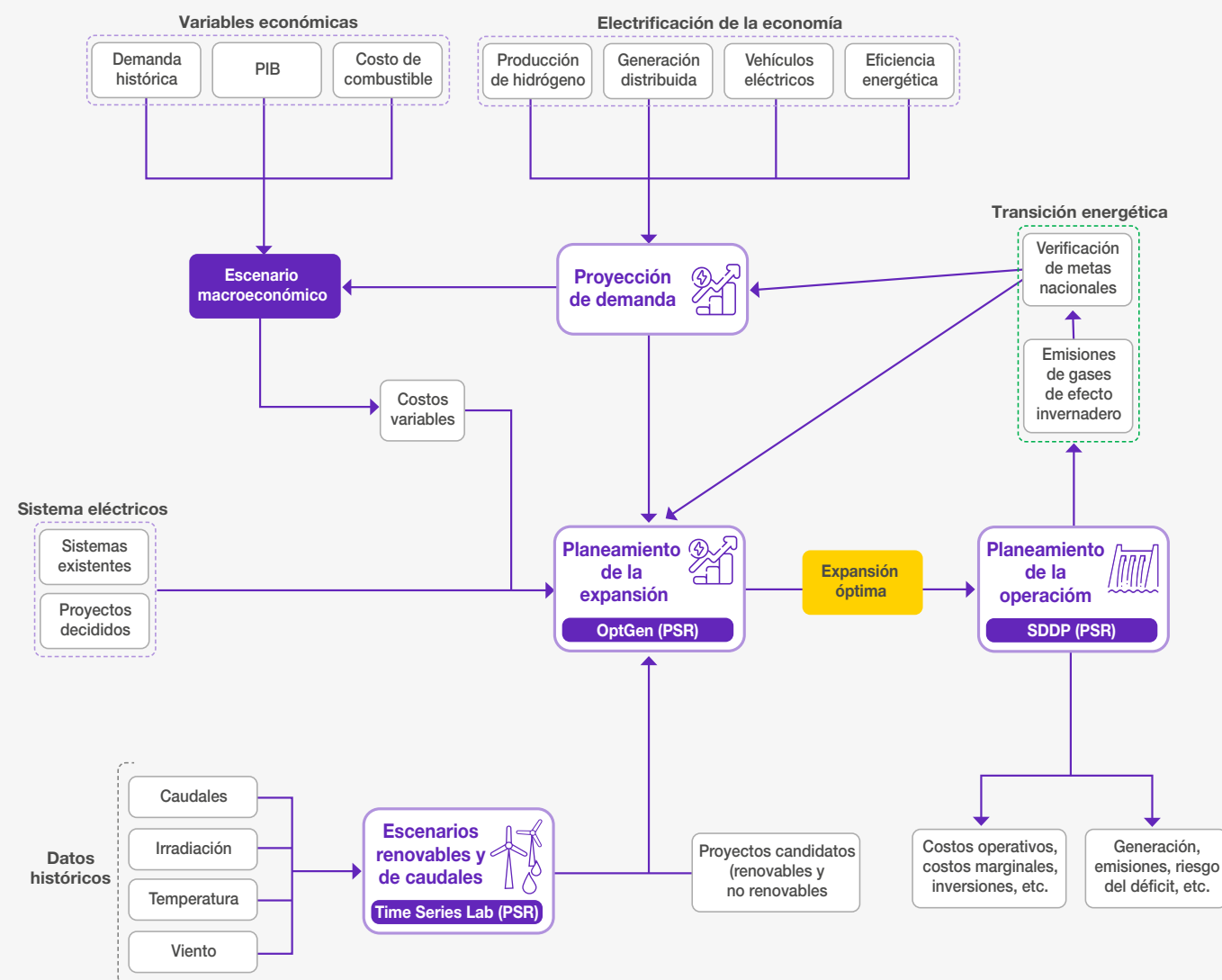
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros técnicos y económicos, incluyendo la disponibilidad de recursos primarios, como caudales hidrológicos, vientos, irradiación solar, biomasa y geotermia. Para ello, se utiliza la herramienta Time Series Lab. Además, para las centrales de combustibles fósiles, se debe considerar la disponibilidad y el costo de los combustibles. De esta manera, se pueden seleccionar los activos de manera eficiente en términos económicos, de acuerdo con la realidad de cada país.

Con el pronóstico de la demanda y los parámetros técnicos y económicos de los posibles proyectos de expansión, es posible obtener un plan de expansión óptimo de generación y transmisión que atienda la demanda de manera eficiente y con el menor costo total posible.

La figura A.7.1 muestra un esquema que ilustra de forma gráfica los pasos que deben seguirse para aplicar la metodología descrita en este informe.

FIGURA A 7.1

Diagrama de la metodología utilizada en la confección de escenarios del estudio



La figura presenta algunas de las diversas variables de salida del modelo de despacho Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), incluyendo costos operativos, costos marginales, generación y emisiones de gases de efecto invernadero. Las emisiones pueden ser consideradas como restricciones en el modelo de expansión, lo que significa que se establece una solución

óptima sujeta a limitaciones en las emisiones y se retroalimenta el modelo de expansión OPTGEN.

Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos durante el período de estudio; y el caso de transición energética (TE), que considera una expansión económica con restricciones de las emisiones en los sectores eléctricos, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos, de acuerdo con los compromisos de los países y otros supuestos presentados en este informe.

La metodología para establecer las suposiciones de cada escenario se describe en detalle en el capítulo 4, “Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones”. Con ella es posible determinar las inversiones necesarias para satisfacer la demanda en cada escenario, así como identificar las diferencias de supuestos y los resultados al buscar sistemas eléctricos con bajas emisiones de GEI para 2050.

La figura A.7.2 presenta de manera esquemática los escenarios considerados en el estudio, algunos de los supuestos y los resultados obtenidos.

FIGURA A 7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



## Visión general de la metodología

Este apartado define los principales pasos de la metodología para la construcción de los escenarios de largo plazo. Estos abarcan desde la construcción de los escenarios de demanda hasta la determinación de la oferta que la atenderá de acuerdo con los supuestos adoptados. Esta metodología se aplica a cada país.

## ▶ Etapa 1. Escenarios de demanda

La demanda de cada país considerada en el estudio resulta de la suma de los siguientes factores:

### A. Demanda “tradicional” de electricidad

Se estima a través de modelos econométricos para cada sector: residencial, industrial, comercial, alumbrado, gobierno, agricultura etc. Los factores de estos modelos incluyen el PIB, la tasa de crecimiento de la población, la transición de las áreas rurales hacia las urbanas y otros. Además, se consideran por separado proyectos de gran tamaño, como minerías o grandes industrias.

En el apartado “Pronóstico de demanda” del apéndice 8, se describen en detalle las posibilidades metodológicas sobre ese factor, así como el abordaje adoptado en el estudio.

### B. Demandas suplementarias

Además de la demanda “tradicional”, se consideran otros elementos que impactarán la demanda final a largo plazo, en general relacionados con la electrificación de la economía. Algunos ejemplos de estos elementos incluyen:

- ▶ Acciones sociales, como programas de electrificación de la población todavía no suministrada.
- ▶ Aumento de la eficiencia de los equipos y cambios en los hábitos de la población a lo largo de los años, ya que pueden ser variables capaces de reducir el consumo eléctrico.
- ▶ Programas de electrificación del transporte. En este caso es necesario definir el patrón de cargas de las baterías. Por ejemplo, la recarga de los buses urbanos y los vehículos livianos de transporte comercial (camionetas) se concentra típicamente cuando se encuentran en los depósitos por la noche o en periodos de bajo uso del transporte. En el caso de los automóviles, el patrón de recarga puede incluir las residencias por la noche y los estacionamientos de las oficinas y de los centros comerciales a lo largo del día.

- ▶ Nuevos productos “verdes”; por ejemplo, el “hidrógeno verde”, que utiliza electrólisis suministrada por fuentes renovables.

Otros elementos que no actúan como incremento en el consumo (sino que generan más bien ahorro), pero que impactan en la demanda final son:

- ▶ Los programas de eficiencia energética, principalmente en el sector industrial.
- ▶ La generación distribuida, que, análogamente a la eficiencia energética, representa una disminución de la demanda que se atiende centralizadamente, cuyo modelado es relevante y tiene un perfil típico, sobre todo, cuando se trata de energía de paneles fotovoltaicos.

### C. Emisiones de referencia

Para cada demanda suplementaria se estima, además, la respectiva emisión de referencia, esto es, qué ocurriría sin la electrificación. Por ejemplo, las emisiones resultantes del uso de madera o fueloil en las regiones sin electricidad; de diésel o gasolina para el transporte; de fueloil o gas para el calor industrial; de gas para la producción de hidrógeno existente (por ejemplo, en los fertilizantes). Estas emisiones de referencia se utilizan para el cálculo de la prima verde, esto es, la razón entre el costo de la descarbonización y el beneficio de las reducciones de las emisiones.

## ▶ Etapa 2. Equipos candidatos para la expansión de la generación

Por el lado de la oferta, es necesario definir cómo se dará la expansión del sistema de generación para atender a la creciente demanda en el largo plazo. Para eso, se deben modelar en detalle las características no solo del sistema existente, sino también de los candidatos a su expansión, es decir, centrales que podrán entrar de acuerdo con las necesidades sistémicas.

Estos equipos incluyen las fuentes renovables (como la eólica, solar y biomasa; las hidroeléctricas; las termoeléctricas a GN, carbón, nuclear etc.) y los recursos de almacenamiento: embalses de las plantas hidroeléctricas, plantas de bombeo (ciclo abierto y cerrado) y baterías.

En el caso de las fuentes renovables e hidroeléctricas, es necesario además definir la ubicación de los candidatos. La razón es que los perfiles de viento, sol, caudales etc. pueden cambiar significativamente con la ubicación. Para esto se utilizan las siguientes fuentes principales: (i) los inventarios eólicos del país, si están disponibles, y las bases de datos mundiales como el MERRA, que contiene alrededor de 30 años de datos históricos de viento e insolación con resolución horaria para un amplio conjunto de sitios (que se pueden acceder a través del modelo Time Series Lab); y (ii) los inventarios hidroeléctricos y de estaciones de bombeo del país, complementados, si es necesario, por modelos de inventarios automatizados, como el modelo HERA, desarrollado por PSR.

## ▶ Etapa 3. Escenarios de producción renovable y caudales para los equipos candidatos y existentes

Para cada equipo existente y candidato renovable (eólicos y solares) y para cada hidroeléctrica existente y candidata se construye un conjunto de escenarios de producción de energía eléctrica con resolución horaria y escenarios de caudales con resolución mensual o semanal. Estos conjuntos de escenarios representan las correlaciones temporales y espaciales de todas las fuentes. Esto es muy importante para los estudios de expansión debido al “efecto portafolio”: si la correlación es baja o incluso negativa, la variabilidad de la producción renovable total disminuye, lo que reduce la necesidad de reserva de generación flexible. Y viceversa: si la correlación espacial es más alta, la variabilidad de la producción de energía total aumenta, lo que requiere más reservas e inversiones para su manejo.

Para la construcción de estos escenarios de energía renovable y caudales se utiliza la herramienta analítica Times Series Lab (TSL) de PSR, ampliamente aplicada en los estudios de planificación y operación de los sistemas eléctricos de la región.



## ▶ Etapa 4. Expansión óptima de la oferta en cada país

La expansión óptima se plantea como un problema de optimización estocástica de gran tamaño, que se resuelve con las herramientas analíticas de PSR OptGen y SDDP. Estas herramientas se utilizan desde hace muchos años en los estudios de todos los países de la región y de docenas de países en Norteamérica, Europa, Asia-Pacífico y África.

### Función objetivo

El problema de expansión se plantea como la minimización de la suma de los factores a continuación:

- ▶ Costos de inversión en los equipos de generación, transmisión y almacenamiento.
- ▶ Valor esperado de los costos operativos, dados por la suma de los costos de producción de energía de las plantas, en su mayoría relacionados con los costos del combustible; costos de arranque de las plantas termoeléctricas; y costos variables de O&M de todas las plantas. El valor esperado se calcula para el conjunto de simulaciones operativas con los escenarios producidos en la etapa 3.
- ▶ Valor esperado de los costos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Además de la minimización de los costos en la función objetivo, el plan de expansión óptimo debe cumplir con los criterios de confiabilidad y flexibilidad discutidos a continuación.

### Criterios de confiabilidad

Las fallas de suministro pueden ocurrir por problemas de suministro en la demanda de energía (MWh) o de la carga (MW). Las fallas de energía (racionamiento) en general resultan de sequías severas o problemas de suministro externo de combustible y tienen duración de semanas o meses. A su vez, las fallas de carga (apagones) resultan de quiebres de generadores o circuitos y

tienen duración de algunas horas. La mayoría de los países tienen criterios de confiabilidad de suministro relacionados con uno o ambos tipos de falla.

Estos criterios de confiabilidad se representan en los estudios de planificación a través de la asignación de atributos de “energía firme” (MWh) y “capacidad firme” (MW) a cada equipo de generación existente o candidato, y de las siguientes restricciones en cada año del periodo estudiado:

- ▶ La suma de las energías firmes (MWh) de los equipos existentes y de los refuerzos decididos por el modelo de expansión no debe ser inferior a la demanda de energía total del año (MWh).
- ▶ La suma de las capacidades firmes (MW) de los equipos existentes y de los refuerzos decididos por el modelo de expansión no debe ser inferior a la demanda total promedio (carga máxima horaria).

Los criterios de confiabilidad aseguran que cada país sea autosuficiente en términos de suministro de la demanda de energía y carga máxima. Esto no significa que no se representarán los intercambios de energía entre los países, pues estos contribuyen a la reducción de los costos operativos y de las emisiones; el concepto es que los países no dependen de manera estructural de estos intercambios, esto es, la confiabilidad de su suministro se vería afectada si los intercambios no ocurrieran.

### Criterios de flexibilidad

Los criterios de flexibilidad se refieren a la reserva de generación que se requiere para manejar la variabilidad horaria de la producción de las fuentes renovables, tales como las eólicas y solares. Se observa que esta reserva debe ser probabilística debido a las características aleatorias de la producción de las renovables; y dinámica, pues depende de la hora del día y del portafolio de las fuentes renovables, tanto las existentes como los refuerzos.

Esto significa que la reserva probabilística dinámica (RPD) no se puede definir *a priori* y tiene que hacer parte del proceso de optimización. En la literatura científica, esto se conoce como cooptimización de los costos y la flexibilidad. En términos prácticos, se hace un proceso iterativo, donde se calcula la reserva RPD para cada plan de expansión candidato.

**Procedimiento de solución del problema de expansión**

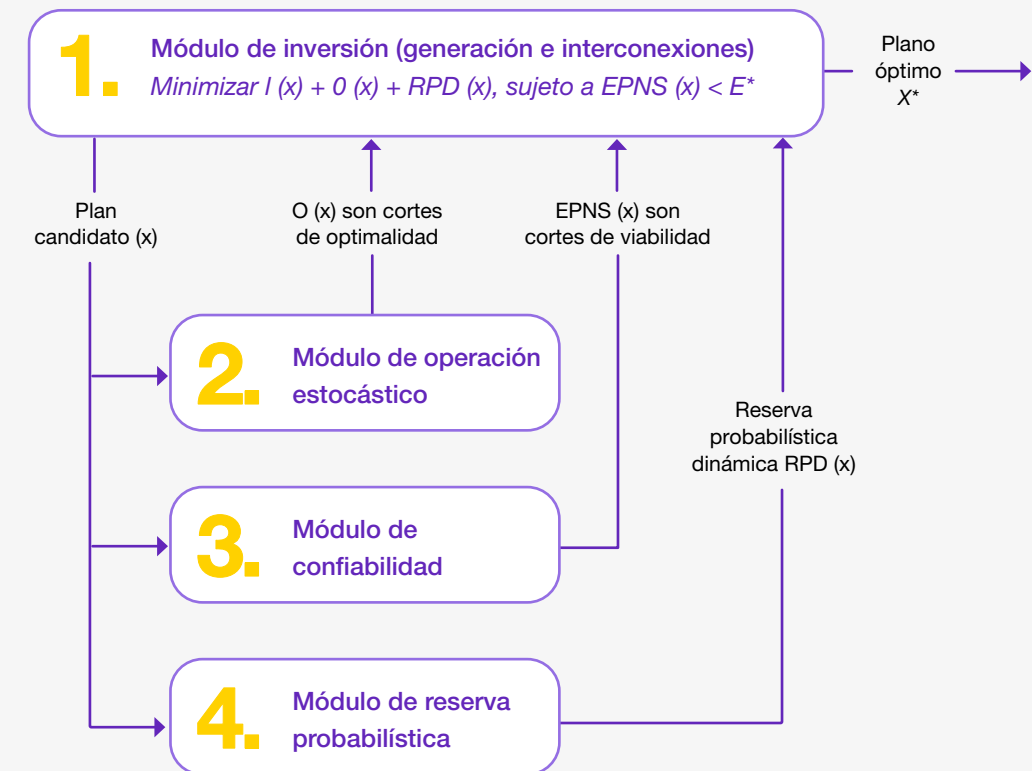
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

Se observa de inicio que la solución óptima se obtiene a través de la solución iterativa de diversos módulos. Esta metodología se conoce como descomposición de Benders y tiene un conjunto de atributos matemáticos importantes:

- ▶ Permite que cada módulo utilice un algoritmo de solución especializado, lo que acelera el tiempo de solución.
- ▶ A cada iteración produce límites inferiores y superiores para la solución óptima global; esto permite el control del equilibrio entre el tiempo de solución y el de precisión.
- ▶ Alcanza la solución óptima global, esto es, no es un proceso que simplifica o aproxima la solución del problema.

**FIGURA A 7.3**

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



El módulo de inversión (1 en la figura) produce a cada iteración un plan de expansión candidato, que se representa por el vector  $x$ , y el respectivo costo de inversión, representado por  $I(x)$ . Este módulo se formula como un problema de programación entera mixta (MIP) y se resuelve a través de *softwares* de optimización comerciales, como el Xpress.

El promedio de los costos operativos asociados al plan candidato  $x$  se calcula a través del módulo operativo (2). En este módulo se calcula la política operativa óptima estocástica para el sistema a través del algoritmo SDDP, desarrollado por PSR, y que es una referencia mundial. Otro resultado de este módulo es el promedio de los costos de emisión. El módulo operativo es bastante detallado y tiene resolución horaria en los perfiles de demanda.

El mismo plan de expansión  $x$  es un dato de entrada para el **módulo 3**, donde

se calcula la confiabilidad del suministro a través de un algoritmo de simulación Monte Carlo, que representa las fallas de los equipos y la variabilidad de la producción renovable.

Finalmente, el módulo 4 calcula la reserva probabilística dinámica (RPD) que se requiere para manejar la variabilidad de las fuentes renovables existentes y los refuerzos de estas en el plan de expansión. Como se ha mencionado, la RPD permite la definición del portafolio óptimo de las renovables, pues representa la variabilidad del conjunto de fuentes.

Los enlaces desde el módulo 2 hasta el 4 y el módulo de inversión 1 son conocidos como cortes de Benders. Como se ha expuesto, estos garantizan la optimalidad global de la solución.

## ► Etapa 5. Cálculo de la prima verde

El costo marginal de expansión (CME) es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país.

$$CME_t = \frac{\text{Variación del costo total (Inversión + Operación)}}{\text{Variación de la demanda}}$$

$$CME_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TC_{t+i} - TC_{t+i-1}) / (tx_a^i)}{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TD_{t+i} - TD_{t+i-1}) / (tx_a^i)}, t = 1, \dots, T - 1$$

Siendo:

$TC_t$ : el costo total anual (inversión + operación), en dólares;

$TD_t$ : la demanda total anual, en MWh;

$t$ : el periodo de amortización, en años;

$T$ : el horizonte del estudio, en años;

$tx_a$ : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el escenario de TE, se propone utilizar el costo marginal de expansión como insumo.

Como se ha visto, los costos marginales de operación en el escenario de TE suelen ser considerablemente inferiores a los del escenario de base. Esto se debe principalmente a que la canasta de generación está compuesta en la mayoría de los países por fuentes con costo variable cero al final del horizonte de estudio en el escenario de TE.

Sin embargo, es notorio que las inversiones necesarias en el escenario de transición son superiores a las del escenario de base.

Por lo tanto, para estimar la prima requerida por los generadores en los sistemas en el escenario de transición, lo que se propone es considerar la diferencia entre los costos marginales de expansión de ambos casos:

$$\text{Prima verde} = CME_{TE} - CME_{BAU}$$

## ► Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

Una vez determinados los planes de expansión de la generación de los casos de BAU y TE, se cuantifican las inversiones en transmisión necesarias para transportar la energía en los sistemas eléctricos de cada país en todo el horizonte de estudio. Para eso, se toma como dato de entrada el crecimiento de la demanda y las adiciones de generación (sobre todo, las renovables, más alejadas de los centros de carga) y se cuantifica la cantidad de equipos de transmisión necesaria para atender a este creciente requerimiento, así como los costos de los equipos (líneas, transformadores, subestaciones y otros dispositivos de transmisión), que varían por nivel de voltaje. De esta manera, se determinan las inversiones en transmisión necesarias en cada caso y las diferencias (incrementos) requeridas en el escenario de TE con respecto al escenario de BAU.

# Apéndice 8

## » Metodología para el cálculo de los supuestos

Este apéndice presenta la metodología para definición de los supuestos, tanto del lado de la demanda como de la oferta, que serán adoptados en el estudio para los dos casos: continuidad (*business-as-usual* o BAU) y transición energética (TE).



### Pronóstico de la demanda

El primer supuesto presentado se relaciona con la evolución de la demanda eléctrica de los sistemas a largo plazo. En este apartado se presenta la metodología para estimar la evolución de dicha variable, considerando los elementos de demanda actualmente presentes en el sistema. Más adelante en el documento, se indican de manera separada el pronóstico de otras variables que impactan la demanda final, como la generación distribuida y elementos de electrificación de la economía, entre otros.

### ► Modelos de proyección de la demanda energética

Uno de los mayores desafíos de esta tarea es la selección del método de pronóstico que se utilizará. Con la existencia de una amplia variedad de opciones, es necesario comprender los enfoques y su relevancia en diferentes contextos. En este subapartado, se da una breve descripción de enfoques utilizados internacionalmente y se sugiere el método de proyección de demanda usado en el presente estudio.

La literatura indica una variedad de métodos para proyectar la demanda de energía: (i) métodos estadísticos tradicionales (*top-down*), que incluyen modelos univariados, modelos econométricos y otros; (ii) métodos de inteligencia artificial, como redes neuronales, lógica difusa (*fuzzy*) y algoritmos de aprendizaje supervisados (*support vector machines*); (iii) métodos ascendentes (*bottom-up*) o de uso final; (iv) modelos de difusión tecnológica, y (v) modelos de elección discreta.

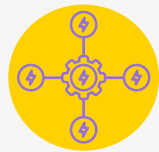
### ► Modelo de proyección seleccionado

Los modelos estadísticos tradicionales son métodos altamente difundidos en la literatura y que poseen gran disponibilidad de datos de las variables relevantes. Además, son modelos generales, con buena aplicación en muchos sistemas y han sido adoptados ampliamente, incluso por muchas entidades de planificación internacionales y por los propios agentes independientes en sus estudios de planificación. Por dichas razones, se eligió trabajar con este tipo de modelo para pronosticar la demanda de los sistemas analizados, en particular, el modelo econométrico de regresión.

El abordaje utilizado para elaborar la proyección de demanda de los sistemas eléctricos es el análisis econométrico, basado en la elasticidad histórica entre el consumo de electricidad y el PIB. Para proyectar la demanda a largo plazo, se consideran informaciones históricas (como el consumo de electricidad y el PIB), además de proyecciones oficiales de variables correlacionadas (como el PIB)

La elasticidad extraída del análisis econométrico se aplica a la previsión de crecimiento del PIB del FMI en el periodo 2023-2027 y una extensión

dependiente del último valor del FMI y del PIB potencial estimado por el Banco Mundial para cada país.



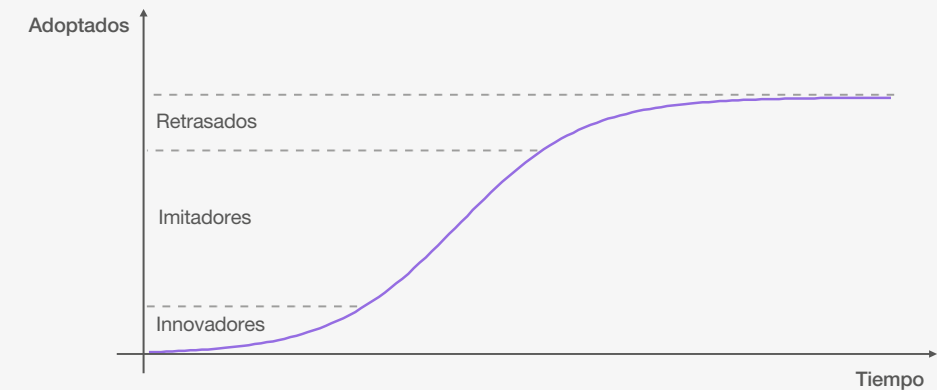
## Generación distribuida

En la actualidad, se está produciendo un importante aumento en la inserción de la generación distribuida en los sistemas eléctricos. Por lo tanto, resulta fundamental estimar su evolución a lo largo del tiempo, para que esta variable se pueda incorporar en los ejercicios de planificación. Para llevar a cabo esta previsión, se utiliza con frecuencia el modelo de Bass (1969), el cual se enfoca en estimar la curva de adopción de innovaciones.

Dicho modelo considera que las tecnologías de generación distribuida son innovaciones discontinuas y se enmarca en la teoría de difusión de innovaciones (Rogers, 2003). Esta teoría establece que la difusión de una tecnología puede ser representada por una “curva S”, que se divide en tres fases: adoptantes iniciales (innovadores), adopción mayoritaria (imitadores) y adoptantes finales (retrasados). Este tipo de modelo es ampliamente utilizado para las innovaciones y, específicamente, para la generación distribuida, incluso por entidades oficiales de sectores eléctricos en sus estudios de planificación.

FIGURA A 8.1

### Curva S de adopción



El modelo de Bass propuesto contempla un análisis *bottom-up* para la estimación del mercado potencial y un abordaje *top-down* para el modelado de la difusión. El principal factor incluido en la estimación de este mercado es el atractivo económico, el cual se ve impactado por el costo de inversión de la tecnología y de las tarifas eléctricas que pagan los consumidores.

El modelo consta de cuatro etapas: (i) evaluación de la demanda de electricidad en cada sector de la economía de acuerdo con los balances energéticos de cada país; (ii) estimación del mercado potencial final; (iii) determinación de la difusión del mercado; y (iv) calibración del modelo según datos históricos.

En la etapa de evaluación socioeconómica, se desea determinar quiénes tienen las condiciones técnicas y financieras para adquirir un producto, en este caso, los sistemas de generación distribuida. Como la instalación de estos sistemas requiere una inversión inicial alta, el mercado puede estar limitado a la cantidad de unidades con mayores ingresos. En la fase de estimación del mercado potencial, se calcula el número de hogares que podrían invertir en la tecnología según su atractivo económico, basado en el concepto de plazo de recuperación de la inversión (PRI). Este se considera como la metodología más adecuada para los consumidores residenciales en general (NREL, 2016; Sigrin y Drury, 2014). A



partir de la definición de plazo de recuperación (*payback*), se puede determinar el mercado final como (Beck, 2009):

$$fmm = e^{-SPB \times TPM}$$

Siendo:

*fmm*: la fracción de mercado máxima;

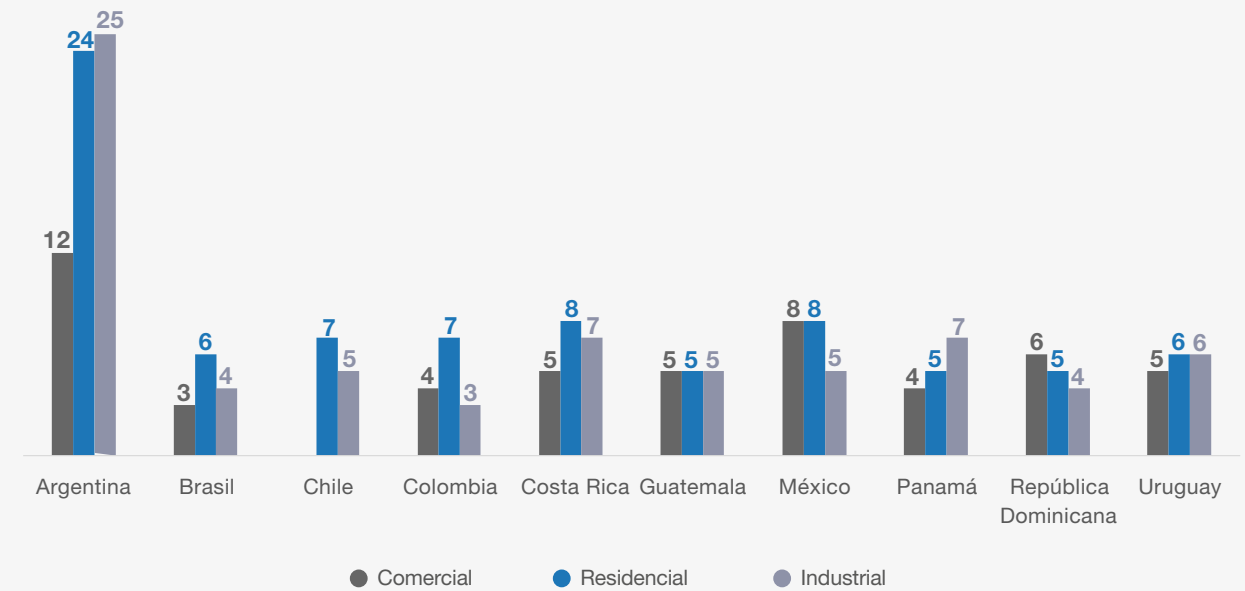
*SPB*: la sensibilidad al plazo de recuperación;

*TPM*: tiempo de *payback*, calculado en años

Los plazos de recuperación de los proyectos dependen de las condiciones regulatorias y de cómo se valoran las tarifas en cada país. En este estudio se utilizan los valores de PRI calculados por el PNUMA (2022). Este organismo realizó un estudio sobre la inserción de la generación distribuida en varios países de América Latina y el Caribe, evaluando el plazo de recuperación de proyectos para cada sector de la economía, así como el estado actual de los marcos regulatorios y posibles avances que inciden en la evolución del sector de generación distribuida en los países. El gráfico A.8.1 presenta los valores de plazo de recuperación calculados por el PNUMA.

GRÁFICO A 8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO<sup>10</sup> en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

La adopción del *payback* de largo plazo se produce a partir del año en que la generación distribuida alcanza una participación del 5 % de la demanda potencial del país. Los plazos de retorno de República Dominicana, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

<sup>10</sup> El acrónimo corresponde al operador independiente del sistema de California. El estudio mencionado (CAISO, 2021) sirvió de base para una ley de cambio regulatorio presentada en el documento “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs” de octubre de 2022.

A partir del cálculo de la fracción de mercado máxima (*fmm*) y del mercado potencial inicial, se puede definir el mercado potencial final, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$\text{Mercado potencial final} = fmm \times \text{mercado potencial}$$

Finalmente, se determina la difusión del mercado utilizando el modelo de Bass, resultando en una curva S de adopción por parte de los consumidores. De acuerdo con algunas referencias (EPE, 2019; Islam, 2014; Guidolin y Mortarino, 2010), la función de distribución acumulada del potencial adoptante en el tiempo se puede definir como:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)t}}$$

Siendo:

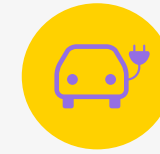
$F(t)$ : la función de distribución acumulada;

$p$ : el coeficiente de innovación;

$q$ : el coeficiente de imitación.

El parámetro  $p$  es el factor relacionado con la innovación y el factor  $q$  es el relacionado con la imitación. Para estimar estos factores, es posible usar valores de parámetros de la literatura o realizar su calibración de acuerdo con los datos históricos (del país o de una región con características similares).

De esa manera, se sugiere adoptar inicialmente el método de Bass debido a su facilidad de implementación, aunque tiene la desventaja de requerir la estimación de los parámetros de innovación, imitación y sensibilidad al plazo de recuperación. A medida que se avanza en la estimación de las tecnologías de generación distribuida, se recomienda realizar estudios especializados que reflejen el comportamiento de los consumidores de cada país de forma individual, para obtener una comprensión más precisa de cómo la tecnología se está adoptando en diferentes lugares.



## Electromovilidad

Al igual que con la generación distribuida, se espera que la electromovilidad sea importante a largo plazo en los sectores eléctricos, especialmente en el contexto de la transición energética. Para predecir el despliegue de vehículos eléctricos, se ha utilizado una metodología que tiene como objetivo proyectar el porcentaje total del consumo eléctrico en el sector del transporte de cada país. La electromovilidad ha ganado protagonismo en todo el mundo como una alternativa a los vehículos de combustión interna, debido a su menor contaminación ambiental y acústica y a los costos de producción cada vez más bajos.

La electrificación vehicular también representa un desafío adicional para el sector eléctrico debido a la creciente demanda de energía necesaria para abastecer a los nuevos vehículos. Además, dadas las características de esta tecnología, se requieren inversiones para reforzar las redes de transmisión y distribución a fin de evitar posibles sobrecargas en el sistema.

La planificación de la adopción de la tecnología eléctrica se lleva a cabo mediante el método de difusión. La formulación explícita del modelo de difusión de Bass propuesta para la proyección a largo plazo del despliegue de los vehículos eléctricos se presenta a continuación.

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)t}}$$

Siendo:

$F(t)$ : la función de distribución acumulada;

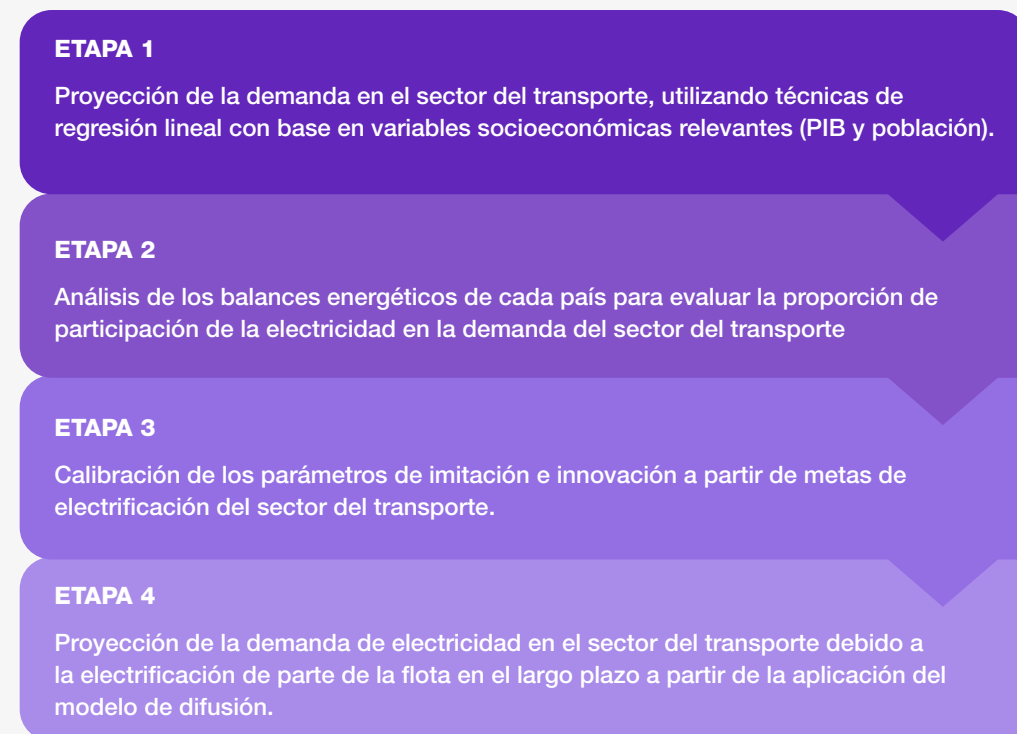
$p$ : el coeficiente de innovación;

$q$ : el coeficiente de imitación.

La calibración de los parámetros de imitación e innovación se realiza según el análisis de los balances energéticos de cada país. El dato verificado es el porcentaje de consumo eléctrico en el sector del transporte del país en cuestión. Además, la metodología propuesta comprende cuatro etapas, conforme se presenta en la figura A.8.2.

FIGURA A 8.2

Proceso para el cálculo de la demanda eléctrica en el sector del transporte de cada país



Varios gobiernos están adoptando planes e iniciativas con el objetivo de reducir el consumo de derivados del petróleo y aumentar el consumo de electricidad en el sector del transporte. Con el objetivo de apoyar estos esfuerzos, algunas instituciones han desarrollado estudios que buscan proyectar posibles rutas para el desarrollo de estas iniciativas.

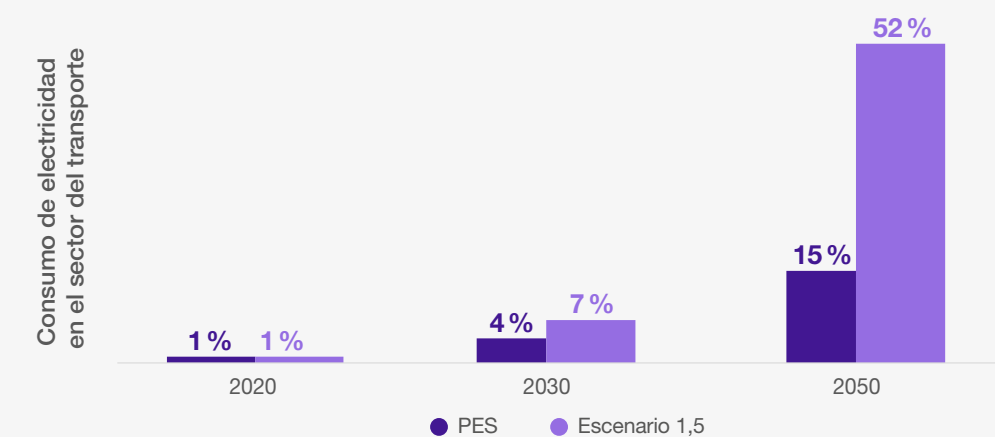
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- A.** Escenario energético previsto (PES, por sus siglas en inglés). Es el caso base del estudio y presenta una perspectiva del desarrollo de los sistemas de energía globales de acuerdo con las visiones de los gobiernos y otros objetivos establecidos por la comunidad internacional.
- B.** Escenario 1,5°. Es un escenario de transición energética alineado con el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5 grados Celsius con respecto a los niveles preindustriales. Prioriza tecnologías ya disponibles que pueden volverse competitivas y contribuir a la transición energética.

El gráfico A.8.2 muestra los objetivos de participación porcentual para el consumo de electricidad en el sector del transporte global presentados en el informe. Es importante resaltar que el estudio utilizado como referencia hace un análisis global de los sectores energéticos y presenta valores promedio de participación en estos análisis. Siendo así, algunas regiones tienden a tener una mayor participación que otras en el futuro.

GRÁFICO A 8.2

Consumo de electricidad en el sector del transporte



De los 18 países considerados en el estudio, solo Chile se encuentra dentro de las metas presentadas anteriormente, con el 1 % de consumo de electricidad en el sector del transporte al cierre de 2021 (fecha del último balance energético publicado). Algunos países tienen un consumo eléctrico en sus matrices de transporte que aún no es relevante, representando entre el 0,1 % y menos del 1 %. Seis países se encuentran en esta categoría, como Brasil y México, cada uno con aproximadamente un 0,2 % del consumo de electricidad en sus sectores de transporte.

Para los otros 10 países, el consumo de electricidad en las matrices de transporte es inferior al 0,1 % o incluso nulo, como es el caso de Costa Rica, El Salvador, Jamaica, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Venezuela. Es importante resaltar que estos análisis consideran los valores presentados para el último balance energético anual de cada país mencionado.

Dadas las restricciones de infraestructura en la mayoría de los países de la región y tomando como referencia análisis macroeconómicos, como el PIB per cápita y los valores del índice de desarrollo humano (IDH), se ha decidido emplear el escenario PES del informe de IRENA como base para proyectar la electromovilidad en el escenario de transición energética de este estudio.

Además, debido al estado incipiente de la incorporación de la electricidad en los sectores de transporte de los países, se han adoptado supuestos de retraso en el logro de las metas presentadas en el informe de IRENA. La figura A.8.3 presenta los supuestos retrasos en relación con las metas establecidas por esa agencia.

FIGURA A 8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA



## Hidrógeno verde

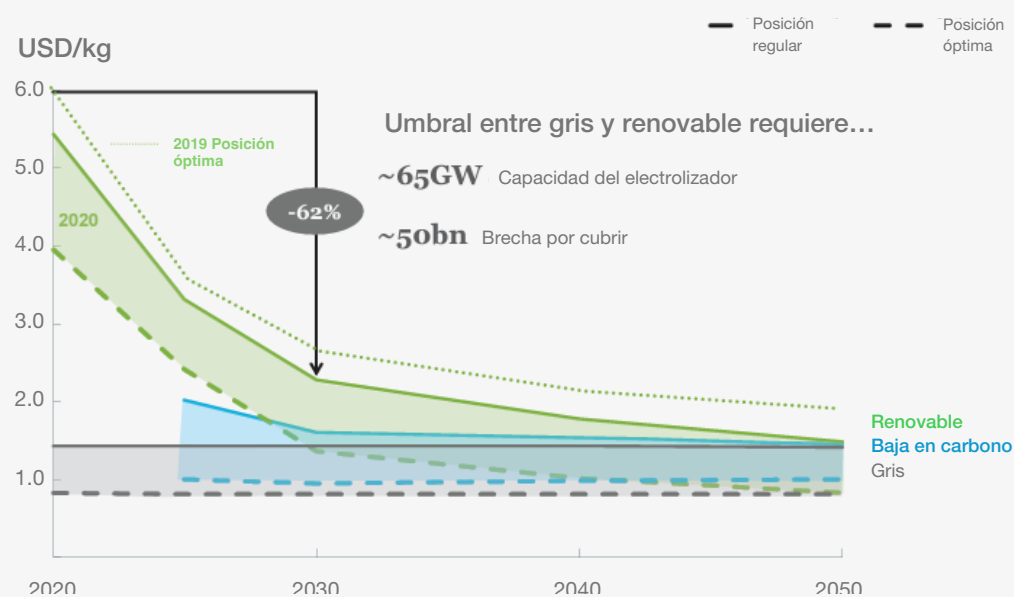
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados de difícil desmantelamiento (*hard-to-abate*), como es el caso del transporte de larga distancia, la siderurgia y la industria química.

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H<sub>2</sub>V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que

el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg <sup>11</sup>. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H<sub>2</sub>V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

**GRÁFICO A 8.3**

Costo de producción del hidrógeno verde, azul (a partir de gas natural pero con captura de carbono) y gris



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

Para el cálculo del costo del hidrógeno verde, se deben considerar las siguientes variables: precio de la electricidad, costo del electrolizador (OPEX y CAPEX) y costo del agua. Además, se deben tomar en cuenta las variaciones en el CAPEX del electrolizador, su vida útil y su eficiencia entre 2020 y 2050.

<sup>11</sup> El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

Utilizando estos parámetros, se realizan proyecciones para la inserción del hidrógeno en las economías de los países analizados, sea por razones puramente económicas o a través de políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte de las empresas privadas. Para elaborar dicha proyección, se propone considerar las características individuales de cada país (por ejemplo, la demanda industrial), además de las políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte del gobierno o de empresas privadas. Las estimaciones se pueden basar, por ejemplo, en estudios existentes específicos sobre el tema en cada país. Para el potencial de exportación, se considera que el hidrógeno se produce sin conexión a la red (modalidad *off-grid*) para reducir costos y cumplir con los criterios ambientales más estrictos; por lo tanto, no se considera en los ejercicios de expansión de los sistemas.

La inserción de H<sub>2</sub> puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

- A. Minería. Usado como fuente de combustible para vehículos y equipos pesados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- B. Refinería. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde.
- C. Siderurgia. Comparando el costo de producir hierro usando hidrógeno verde y el costo del proceso tradicional de alto horno de reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) con gas natural.
- D. Fertilizantes. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde para la producción de fertilizantes.
- E. Transporte de carga. Existe la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible para proveer mayor autonomía y reducir el tiempo de repostaje.
- F. Red de gas. Inserción del hidrógeno verde en las redes de gasoductos existentes, formando parte de una mezcla con el gas natural.





## Eficiencia energética

Para proyectar las mejoras en eficiencia, se emplea como fuente las proyecciones realizadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil en su “Plano Decenal de Expansão de Energia 2032” (PDE 2032) (EPE, 2021). En estas proyecciones, la EPE utiliza una metodología *bottom-up* para estimar las mejoras en eficiencia en cada sector de la economía. Al estimar estas mejoras y calcular la demanda potencial, es posible obtener una estimación de la demanda total del país al descontar el impacto de dichas mejoras en eficiencia.

FIGURA A 8.4

### Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

#### ETAPA 1

Cálculo de la demanda potencial mediante regresiones lineales entre el PIB y la demanda histórica

#### ETAPA 2

Proyección *bottom-up* de ganancias de eficiencia en cada sector de la economía. Con ello se obtienen ganancias de eficiencia en cada año de la proyección

#### ETAPA 3

Las ganancias de eficiencia de la demanda potencial se descuentan para obtener la demanda final

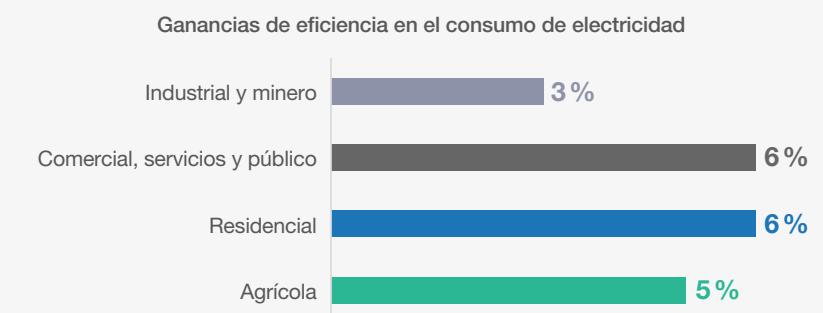
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances energéticos. Para los grandes consumidores industriales se realiza una evaluación de la eficiencia energética de cada rama industrial, basada tanto en la penetración tecnológica de las plantas industriales como en las ganancias de rendimiento esperadas existentes en los balances energéticos de cada segmento de la industria.

Por fin, para la clase de consumo residencial se utiliza el modelo de proyección energética del sector residencial (MSR) de la EPE, donde se realiza un análisis desagregado de los principales equipamientos residenciales hasta llegar a un valor de eficiencia para la propia clase. El MSR es un modelo técnico-paramétrico basado en el enfoque *bottom-up*, en el que se utilizan datos e información desagregada de equipamiento residencial para obtener proyecciones de consumo de energía para la clase residencial.

El gráfico A.8.4 presenta las perspectivas de ganancias de eficiencia en cada sector, según la metodología adoptada por la EPE, en el año 2032 (último considerado en el análisis).

GRÁFICO A 8.4

### Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

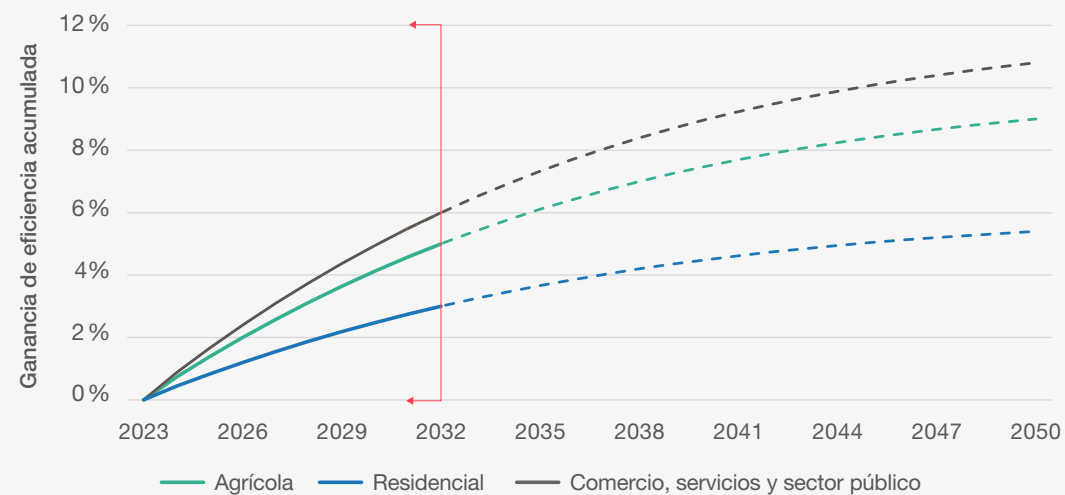


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

Para los 10 primeros años del estudio (2023-2032) se utilizó la curva de adopción de la EPE, desagregada por sector. Para los años siguientes, hasta el fin del horizonte (2050), se extendieron las curvas con base en una regresión polinomial de orden 3, que presentó el mejor ajuste a la curva inicial.

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



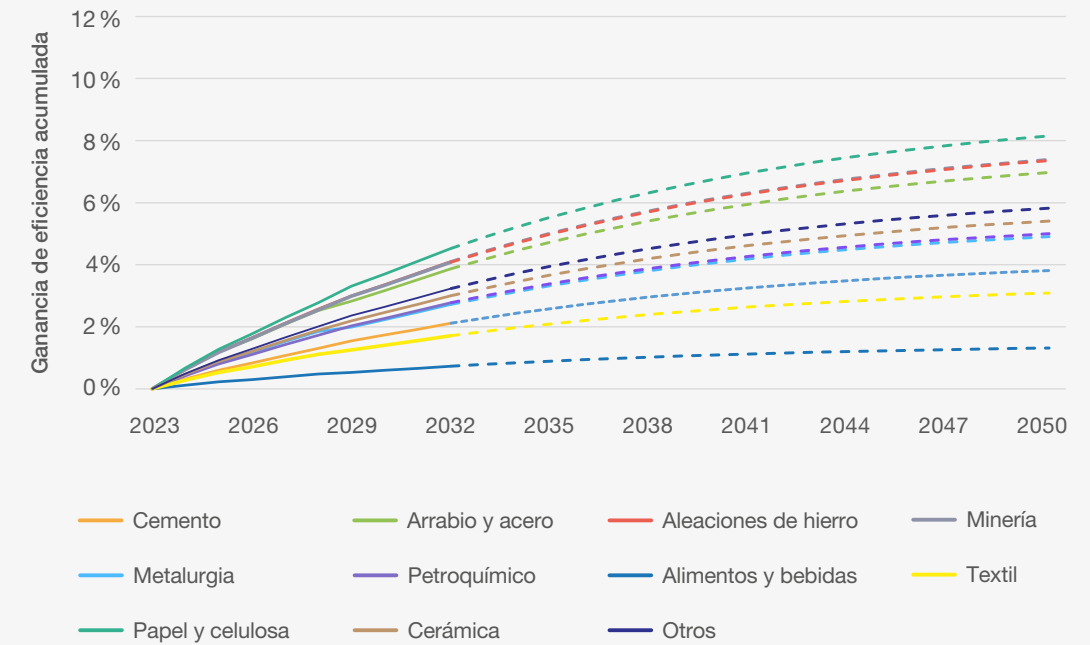
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

En el ámbito del sector industrial, se llevó a cabo una meticulosa desagregación de las ganancias de eficiencia con el propósito de capturar las particularidades de cada subsector (gráfico A.8.6). De manera similar a los datos presentados en el gráfico A.8.5, las proyecciones de estas ganancias de eficiencia se fundamentan en los datos correspondientes al PDE 2032.

Los países que cuentan con información desagregada por subsector son Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Jamaica, México y Perú. Para los países que no cuentan con información desagregada se aplicó la curva de ganancia de eficiencia para el sector industrial que se muestra en gráfico A.8.5.

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).



## Pronóstico de precios de los combustibles

Uno de los insumos relevantes con respecto a la formación de precios de energía en el modelo de despacho son los precios de los combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas. Hay muchos países integrantes de

CAF cuyo parque generador de energía eléctrica es altamente dependiente de los combustibles fósiles, como el carbón, el GN o los derivados del petróleo (por ejemplo, el combustóleo o fueloil y el diésel).

La proyección de precios de dichos combustibles típicamente incluye una estimación de los costos de compra del producto *per se* por parte de los generadores y de los cargos adicionales relacionados con el transporte, la distribución y comercialización de los productos. El componente de costo de esos productos es, en muchos casos, altamente dependiente de los precios practicados en los mercados internacionales, ya sea porque el combustible es de hecho importado, sea porque el mercado internacional es percibido como un costo de oportunidad para las transacciones domésticas.

Por esa razón, un abordaje comúnmente utilizado es indexar los precios corrientes (en términos reales) a pronósticos de precios internacionales de combustibles elaborados por fuentes renombradas, como el Banco Mundial, la Energy Information Administration (EIA) y el Fondo Monetario Internacional (FMI). Evidentemente, hay países que poseen dinámicas y reglas de precio propias (por ejemplo, precios regulados), lo que se incorpora en el modelado de manera individual siempre que corresponda.

En el caso de los componentes que conforman los costos finales de los combustibles en los países, relativos a su transporte, comercialización y distribución, se calculan considerando que su evolución está dictada básicamente por actualizaciones inflacionarias o cambiarias, de forma que estos componentes se consideran constantes en términos reales hasta el fin del horizonte de estudio (2050).



## Supuestos de oferta

Este apartado presenta los supuestos de oferta considerados en los casos de largo plazo. Un supuesto clave para optimizar la expansión de los sistemas es la caracterización y construcción de los proyectos candidatos, que pueden seleccionarse para componer la expansión de los sistemas siguiendo criterios de mérito económico. Para eso, es importante definir las características y estructura de costos de cada tecnología candidata a la expansión, tales como los CAPEX, OPEX, los costos fijos y la vida útil, que son cruciales para determinar la competitividad de cada proyecto y tecnología.

Uno de los insumos más importantes para la creación de los proyectos candidatos es el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) según la tecnología. Para obtenerlo, es necesario estimar los costos de inversión, las características técnicas de los proyectos y la participación en el despacho del sistema. Para los costos de inversión y mantenimiento, lo ideal es tener una referencia (*benchmark*) de los precios en las regiones o utilizar referencias internacionales.

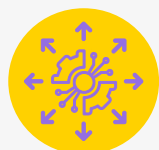
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas variables hasta el año 2050 (por ejemplo, para fuentes con mayor despliegue, como la eólica, la solar y la batería, se esperan reducciones en sus costos de inversión como resultado de los avances tecnológicos y del mayor desarrollo de estas industrias).

En el caso de proyectos termoeléctricos, específicamente, la recomendación es utilizar datos de plantas térmicas típicas; por ejemplo, centrales a diésel, combustóleo, GN de ciclo abierto o combinado, carbón, biomasa y geotérmicas. Las características técnicas básicas para representar estos proyectos típicos incluyen eficiencia y costos de O&M fijos y variables, entre otros. Otro punto

de gran importancia para la modelación de proyectos termoeléctricos son los precios de los combustibles (discutidos en el subapartado anterior). Al igual que se hace para los costos, se pueden utilizar referencias internacionales si no hay datos específicos de la dinámica regional.

Para las renovables, es importante mapear el potencial de cada tecnología para estimar las cantidades máximas, además de identificar los mejores sitios para el desarrollo de nuevos proyectos, respetando las restricciones ambientales y sociales. Para la estimación de la generación es importante crear escenarios estocásticos compatibles con los recursos naturales locales. Esto se realiza utilizando el modelo desarrollado por PSR, conocido como Time Series Lab (TSL)

Evidentemente, hay tecnologías que no deben ser consideradas como proyectos candidatos a la expansión en todos los países objeto del estudio. Esto se debe a que, en muchos casos, por motivos de disponibilidad de recursos o políticas energéticas locales, por ejemplo, no es razonable considerar que proyectos de determinadas tecnologías sean construidos en ciertas localidades. Dichas restricciones también deben ser tomadas en cuenta en la definición de los supuestos de oferta, incluso incorporando potenciales diferencias en el portafolio de tecnologías candidatas entre los casos simulados (BAU y TE).



## Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

Este apartado presenta la metodología y supuestos utilizados para determinar las inversiones en transmisión de energía eléctrica de los países, junto con los supuestos considerados tanto para el caso de BAU como para el caso de TE. El proceso está compuesto de tres etapas principales: (i) selección de las infraestructuras de transmisión que podrán componer las expansiones

de cada país; (ii) determinación de los costos de cada infraestructura (línea, subestaciones y equipos asociados); y (iii) cálculo de las inversiones requeridas.

### ► Infraestructuras de transmisión

Las inversiones en transmisión resultan de los incrementos de demanda, de las nuevas adiciones de capacidad de generación en los sistemas eléctricos y de la consecuente necesidad de evacuar esta cantidad incremental de energía. Tales inversiones varían por país, de acuerdo con lo que se pronostique sobre la evolución de sus sistemas y de sus características físicas, topográficas, así como de los tipos de activos de transmisión disponibles en cada uno de ellos.

En este ámbito, primero se mapearon las características de los sistemas de transmisión del país y los tipos de activos que podrían componer la expansión de cada uno de ellos.

Las características más presentes en el sistema eléctrico del país fueron utilizadas como guía para la determinación de los niveles de tensión más comunes de dicho sistema y fueron contrastadas, siempre que fue posible, con los datos relativos a proyectos candidatos de acuerdo con informaciones locales, tales como sus planes de expansión de transmisión.

### ► Coste de la infraestructura de transmisión

El coste de los candidatos a la expansión de la transmisión de cada país es un desafío dado que hay una gran pluralidad con respecto a las informaciones disponibles en cada uno de ellos. Para realizar esta tarea, se buscó una referencia que tuviera parámetros suficientemente variados y especificados, de manera que posibilitara la elaboración de una composición de costos estándares para diferentes tipos de infraestructura (líneas, subestaciones y equipos asociados, para diferentes niveles de tensión).

La principal fuente de datos utilizada en la estimación de los costos de inversión en líneas de transmisión fue el simulador proporcionado por el regulador brasileño, Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANEEL, s. f.), que constituye una rica base de datos en la cual se definen parámetros, tales como la clase de tensión, la configuración de la cadena de aisladores y el cable conductor,

entre otros. De esta forma, se buscó identificar los equipos necesarios para la construcción de infraestructuras completas por nivel de tensión. El cuadro A.8.1 ejemplifica los parámetros estándar que fueron utilizados para proyectar los costos de las líneas de 500 kV.

**CUADRO A 8.1**

**Definición de los parámetros para estimar los costos de las líneas de transmisión**

Presupuesto de líneas de transmisión
Nombre de la línea de transmisión: LT500
Extensión de la línea (km): 50
Estado(s): Mato Grosso Do Sul, Mato Grosso, Goiás, Distrito Federal, Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba
Fecha de referencia de la cotización: Junio de 2023
Tipo de corriente: Corriente alterna
Clase de tensión: 500 kV
Configuración cadena de aisladores: Aisladores (III)
Tipo de circuito: Circuito simple
Tipo de estructura: Acero autosoportado convencional
Tipo de fundación: Concreto
Tipo de obra: Instalación
Cable conductor: CAA 1113 565 49 BLUEJAY 45 X 7 (N=3)
Cable pararrayos: Acero 7.94, acero 5/16 (N=2)

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2<sup>12</sup>.

**CUADRO A 8.2**

**Costos definidos para cada tipo de línea de transmisión**

Costo de las LT	USD/km
<69 kV	70.000
69 kV	99.600
115 kV	198.500
230 kV	240.000
500 kV	380.000

Es importante destacar que la parte de los costos de infraestructura de transmisión está asociada a la construcción de las líneas, los materiales utilizados, el aislamiento de las líneas y las estructuras necesarias, entre otros. Sin embargo, hay que contar todavía con la parte de las subestaciones, en la que están incluidos los transformadores de potencia, interruptores, estructuras necesarias para la instalación y rectificadores. Con base en los datos analizados, se considera un incremento del 40 % al costo de las líneas de transmisión (mostrados en el cuadro) por concepto de subestaciones y equipos asociados.

<sup>12</sup> Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no se encontraron referencias de costo. De tal manera, se considera como costo final para esta LT una reducción de aproximadamente el 30 % del costo de la LT de 69 kV.



## ▶ Cálculo de las inversiones en transmisión

Como se ha mencionado anteriormente, hay una relación íntima entre los resultados del estudio de expansión de la generación y las necesidades de inversión en transmisión, una vez que las redes son añadidas, para evacuar la energía de los generadores y abastecer a las crecientes cargas. Tales necesidades dependen de la demanda y la generación eléctrica pronosticada para el futuro, que a su vez varía según las metas de generación renovable del escenario de BAU y de TE de cada país. Para cada uno de los casos, se identificaron las ampliaciones en infraestructura de transmisión necesarias con base en los incrementos de demanda y generación y las necesidades de evacuación de electricidad.

Una vez definidas las necesidades de transmisión en cada país, relacionadas con los incrementos en demanda y generación, las infraestructuras candidatas a la expansión de transmisión de los países fueron escogidas de acuerdo con la realidad de cada uno de ellos (subapartado “Infraestructuras de transmisión” de este apéndice). Adicionalmente, para los costos asociados con cada tipo de infraestructura por nivel de tensión (expuestos en el subapartado anterior), se calculan las inversiones en transmisión en cada país ( $IT$ ), que pueden ser cuantificadas de acuerdo con la formulación siguiente:

$$IT = \sum_{i=2050}^{2050} \sum_k (L_{k,i} * C_k) + CS_i \quad (1)$$

Siendo:

$L_{k,i}$ : la longitud de líneas de tensión  $k$  añadidas en el año  $i$  [km];

$C_k$ : el costo unitario de instalación de la línea de transmisión de nivel de tensión  $k$  [USD/km];

$CS_i$ : el costo unitario de instalación de subestaciones (y equipos asociados) en el año  $i$  [USD].

Una vez que se estima el costo total para las líneas de transmisión y se relaciona con la proporción de inversión mencionada en el subapartado anterior entre líneas de transmisión y subestaciones, se considera también el costo para la

instalación de subestaciones y los equipos asociados para cada año, resultando en la inversión total en transmisión para el horizonte de estudio.



## Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

Después de determinar los escenarios de expansión y seleccionar el portafolio de proyectos, se estiman de forma detallada, a escala regional y por país, los requerimientos de inversión para el desarrollo de los proyectos de interés. Además, se calculan indicadores de la relación beneficio/costo de los proyectos. Esta variable será estimada tanto de forma económica como con base en indicadores socioambientales que permitan una priorización indicativa del desarrollo e implementación de los proyectos en los sistemas eléctricos de los países, para el cumplimiento de sus objetivos de reducción de GEI.

No obstante, en el caso particular del sector de la distribución de energía eléctrica, el estudio de proyectos individuales es inviable por las características de estos sistemas en términos de granularidad y estado actual de la red, así como por la topología existente para cada distribuidora con zona de concesión en cada país. Como consecuencia, se ha adoptado un enfoque centrado en las características generales de las redes (capacidad instalada, kilómetros de red en media y baja tensión, cantidad de usuarios) para estimar las inversiones totales requeridas por los países. Así, se presentan una metodología de cálculo, resultados y análisis por país, y finalmente los requerimientos totales.

Para obtener las necesidades de inversión, las estimaciones de costos se han focalizado en el impacto de la transición energética en los sistemas de

distribución de energía eléctrica de cada país. En particular, el análisis se centra en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y sus consecuencias, que son cuantificables. Se ha analizado:

- ▶ En primer lugar, la inserción de infraestructura de medición inteligente y la actualización de la red debido a la instalación de generación distribuida.
- ▶ En segundo lugar, el desarrollo de la electromovilidad y la necesaria instalación de una red de carga pública.
- ▶ En tercer lugar, la necesidad de modernizar y reforzar las redes de distribución (flexibilización) por el aumento de la demanda de electromovilidad.

Como podrá observarse, no se ha considerado el tiempo de ejecución de las obras que explican las inversiones. En consecuencia, los montos anuales corresponden al año en el cual las obras deberían estar en servicio.

## ▶ Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

La inserción de la generación distribuida (GD) en las redes eléctricas implica una serie de modificaciones en ellas, según el nivel de penetración o de las indicaciones de la distribuidora que actúe en la zona de concesión. Algunos de los sistemas que se deben agregar o modificar, aguas arriba del medidor, en una red de distribución debido a la GD, son:

- ▶ Medidores inteligentes, que permitan la medición bidireccional de la potencia activa y reactiva.
- ▶ Protecciones eléctricas, dado que se agrega generación con posible inyección en puntos de la red donde sólo existía consumo.
- ▶ Comunicación, para transmitir los datos de los medidores hacia los centros de medición y control y, eventualmente, poder controlar la GD desde estos.

- ▶ Automatización y control en la red de distribución y en las estaciones transformadoras involucradas.

La idea detrás de la incorporación y actualización de los mencionados elementos es que la red pueda aprovechar los beneficios de contar con GD, con lo cual, para ello debe, entre otros puntos:

- ▶ Optimizar la velocidad en las detecciones de fallas de la red para reducir la duración de los cortes de servicio (índice SAIDI, por sus siglas en inglés) y el tiempo en el que los prosumidores permanecen desconectados.
- ▶ Mejorar la capacidad de regulación de la tensión en las líneas de media tensión, combinando las funciones de los cambiadores de tomas de los transformadores en las estaciones transformadoras con las capacidades de regulación de la GD.
- ▶ Desconectar, en caso de falla, la GD de la red, para evitar daños a personas e instalaciones.

Como puede observarse, las modificaciones dependen fuertemente del estado actual de la red en cuestión, del nivel de penetración de la GD actual y previsto, y de la ubicación de esta.

La diversidad del estado actual y de las proyecciones entre países, incluso considerando las distintas distribuidoras que actúan dentro de cada país, colocaría fuera de escala un análisis por empresa dentro de este subapartado. Por consiguiente, se ha efectuado un modelado de costos que permite obtener, en primer lugar, una estimación del direccionamiento de posibles inversiones que habiliten la inserción de GD (esto es, medidores inteligentes) y, en segundo lugar, de las inversiones en caso de que, además de medidores inteligentes, se desee desarrollar una infraestructura avanzada de medición típica (AMI, según sus siglas en inglés).

Por AMI se entiende el uso de tecnologías de la información y la comunicación (TIC) asociado a una periódica y sistemática medición, lectura, monitoreo y gestión de los consumos eléctricos para grandes grupos de usuarios. Los componentes básicos de un sistema AMI son los siguientes (véase la figura A.8.4):

- ▶ Medidores inteligentes.
- ▶ Concentradores de información.
- ▶ Sistema de comunicaciones entre el concentrador o colector y la base de datos, y entre los medidores y la base de datos.
- ▶ Sistema de gestión de datos de medición.

FIGURA A 8.5

Esquema típico de AMI



Fuente: Elaboración propia (con imágenes tomadas de la web).

Teniendo en cuenta lo anterior, la estimación de costos se ha realizado en dos etapas.

#### Etapa 1. Medidores Inteligentes para la inserción de GD.

- ▶ Se considera un medidor inteligente monofásico por cada usuario-generador residencial y un medidor inteligente trifásico por cada usuario-generador industrial. A ello se suma, un medidor monofásico y uno trifásico cada dos usuarios-generadores comerciales.

Por otro lado, en aquellos casos en los que la penetración de medidores inteligentes se encuentre actualmente en un nivel avanzado, los nuevos medidores corresponderán únicamente a:

- usuarios comerciales e industriales que instalen GD;
- usuarios residenciales que instalen GD, una vez que la cantidad supere el número de medidores inteligentes relevados.

#### Etapa 2. Desarrollo de componentes de una AMI típica.

- ▶ Se consideran inversiones en colectores de datos de mediciones, en proporción de 1 colector por cada 50 medidores (GTD, 2016).
- ▶ Se consideran inversiones en los enlaces de comunicaciones, necesarios para conectar los colectores con la base de datos y el *software* para la gestión de los datos.
- ▶ No fue posible estimar, debido a restricciones en el acceso a información y el ingente universo de distribuidoras abarcadas, las inversiones en los enlaces de comunicaciones necesarios para conectar los medidores inteligentes a los colectores. Dichos enlaces pueden ser instalados o actualizados dependiendo del estado actual de la red de comunicaciones que posee cada distribuidora en cada país. Las redes además pueden poseer características públicas o privadas y utilizar distintos tipos de medios físicos para transmitir la información (inalámbrico, onda portadora), hecho que genera una diversidad de posibilidades que dificulta aún más el proceso de estimación.
- ▶ Por el mismo motivo que el punto anterior, pero respecto de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, no fue posible estimar inversiones en actualizaciones o instalación de nuevos sistemas SCADA<sup>13</sup>. Para ello, sería necesario acceder a información sobre el estado actual de estos sistemas en cada distribuidora, sus características técnicas y la posibilidad de ampliación.

<sup>13</sup> SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*supervisory control and data acquisition*).

Adicionalmente, es preciso aclarar que, por su característica de dependencia de la topología y el estado y ubicación actual de los equipos en cada red de distribución:

- ▶ No fue posible estimar inversiones en automatización y control en la red de distribución y en las estaciones transformadoras involucradas (particularmente, instalación de interruptores y reconectores telecomandados).
- ▶ No fue posible estimar inversiones en nuevas protecciones eléctricas por restricciones operativas derivadas de instalaciones del tipo con flujo bidireccional.

Los costos del equipamiento para una instalación urbana, que se presentan en el cuadro A.8.3, fueron extraídos del EMIIT.

**CUADRO A 8.3**

Costos considerados para la inserción de GD

Documento	Tecnología	Medidor monofásico [USD/unidad]	Medidor trifásico [USD/unidad]	Colector [USD/unidad]	Software [USD/unidad]	Enlace comunicación [USD/colector]
EMIIT	PLC AF	61,8	179,7	983,2	13,1	0,003

**Nota:** La tecnología PLC AF consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de despacho.

Fuente: GTD (2016).

Para calcular la cantidad de prosumidores o usuarios-generadores residenciales, comerciales e industriales, se utilizaron las proyecciones anuales de GD instalada por país, efectuadas para cada sector. Realizando el cociente entre dichas proyecciones y una capacidad instalada promedio de una instalación de GD residencial, comercial e industrial, se obtiene una estimación del número buscado. Las capacidades instaladas promedio consideradas para República Dominicana se muestran en el cuadro A.8.4.

**CUADRO A 8.4**

Capacidades instaladas promedio en GD

GD industrial [kW]	GD comercial [kW]	GD residencial [kW]
50,0	30,0	3,0

Fuente: Elaboración propia con valores asumidos, teniendo en cuenta la regulación del país.

Finalmente, la cantidad de usuarios estimada es multiplicada por el costo del medidor, asumido como constante a lo largo del periodo de análisis. En el cuadro A.8.5 se muestran las estimaciones del número de usuarios en República Dominicana, por sector, para los años 2030, 2040 y 2050.

**CUADRO A 8.5**

Cantidad de usuarios tipo con GD por año

Año	# Industriales	# Comerciales	# Residenciales
2030	5.325	10.684	78.614
2040	12.682	14.380	158.795
2050	24.428	20.861	294.616

## ▶ Metodología para estimar una red de cargadores públicos

Para la estimación de los costos que demandará el desarrollo de una red de recarga pública en cada país, se tienen los siguientes puntos de partida.

- ▶ Las características (capacidad instalada, pérdidas y factor de utilización) de cada tipo de estación de recarga modelo considerada. Al respecto, nótese que:
  - las capacidades se encuentran dentro de los límites previstos tanto por la IEA (2022) como por el Alternative Fuels Data Center (AFDC) de Estados Unidos (U.S Department of Energy, s. f.);
  - las pérdidas y el factor de utilización fueron tomados de trabajos previos realizados por MRC;
  - se ha asumido que esas dos variables decrecerán un 2 % por año (Austin, 2023).

Cabe aclarar que es necesario modelar las estaciones de recarga privadas (residenciales) para poder obtener la energía que se debe abastecer con las estaciones públicas.

### CUADRO A 8.6

#### Parámetros de las estaciones de recarga

Tipo de estación	Potencia (kW)	Pérdidas (porcentaje)	Factor de utilización	Costo por unidad (USD)
Residencial	7	5 %	40 %	2.000
Pública CA	22	5 %	40 %	5.600
Pública CC	60	5 %	65 %	20.500

- ▶ La potencia media demandada por el país debido a la electromovilidad por año. Estos valores fueron tomados del pronóstico de adopción de vehículos eléctricos, presentado en el subapartado “Electromovilidad”.
- ▶ El porcentaje de la energía total consumida por electromovilidad, que será abastecido por cada tipo de estación de recarga.

### CUADRO A 8.7

#### Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

Año	Residencial	Pública CA	Pública CC
2023	95 %	5 %	0 %
2050	50 %	25 %	25 %

Debido al estado incipiente en el que se encuentran los países miembros de CAF en términos de desarrollos de infraestructura pública en este ámbito, se asumió que en 2023 las estaciones de recarga residenciales abastecían el 95 % del total de la energía consumida por los vehículos eléctricos. El 5 % restante era abastecido por las estaciones de corriente alterna (CA), dado que la tecnología de corriente continua (CC) no se encuentra, en términos generales, desplegada en la región.

Para el año 2050, el avance en infraestructura pública hará que el 50 % de la energía sea abastecida por estos medios.

Para los años intermedios, se ha asumido una proyección lineal desde 2023 hasta 2050.

- ▶ Una curva de carga típica por estación, tomada a partir de la experiencia internacional. En este punto, cabe aclarar que los horarios de recarga son sensibles a las tarifas existentes y al comportamiento de los individuos, con lo cual existen divergencias entre los países que no fueron considerados en este análisis a fin de homogeneizarlo.



GRÁFICO A 8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

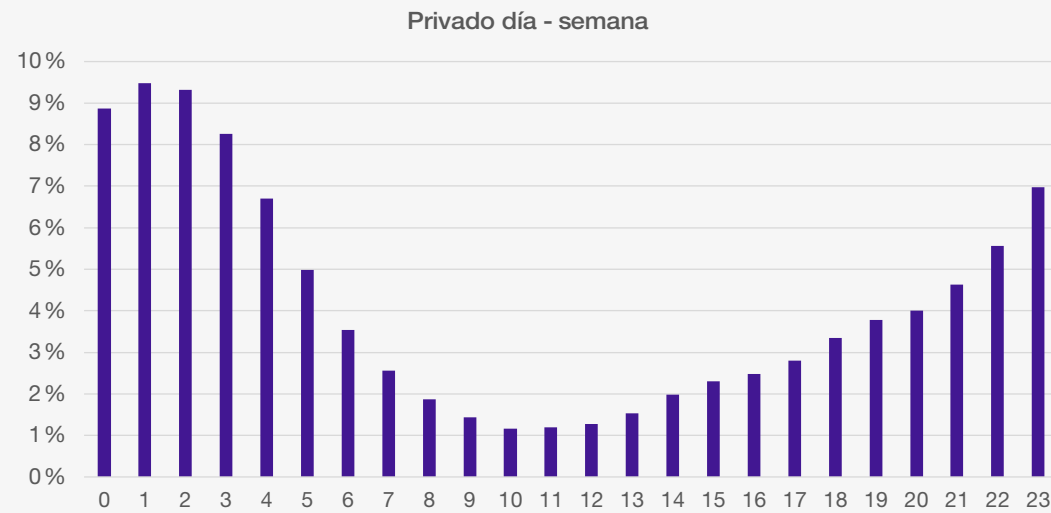
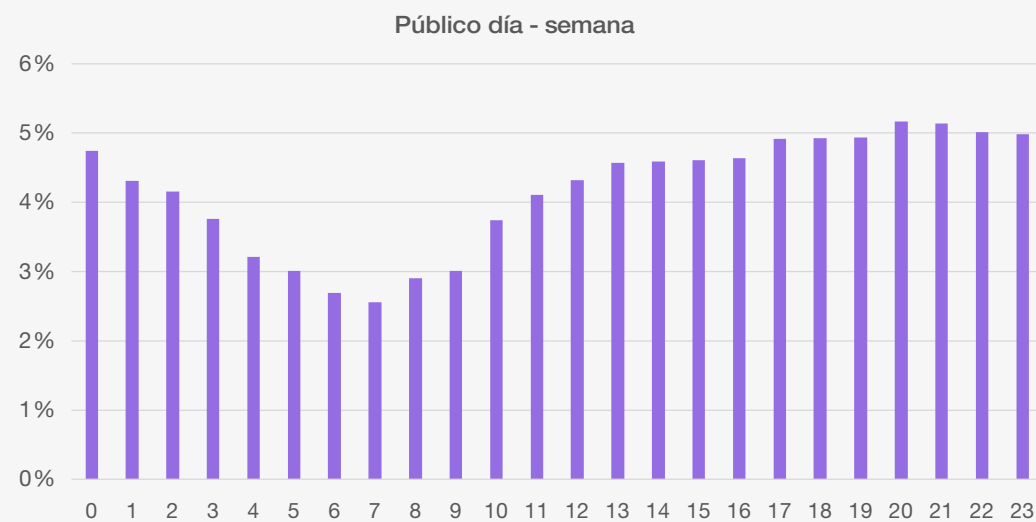


GRÁFICO A 8.8

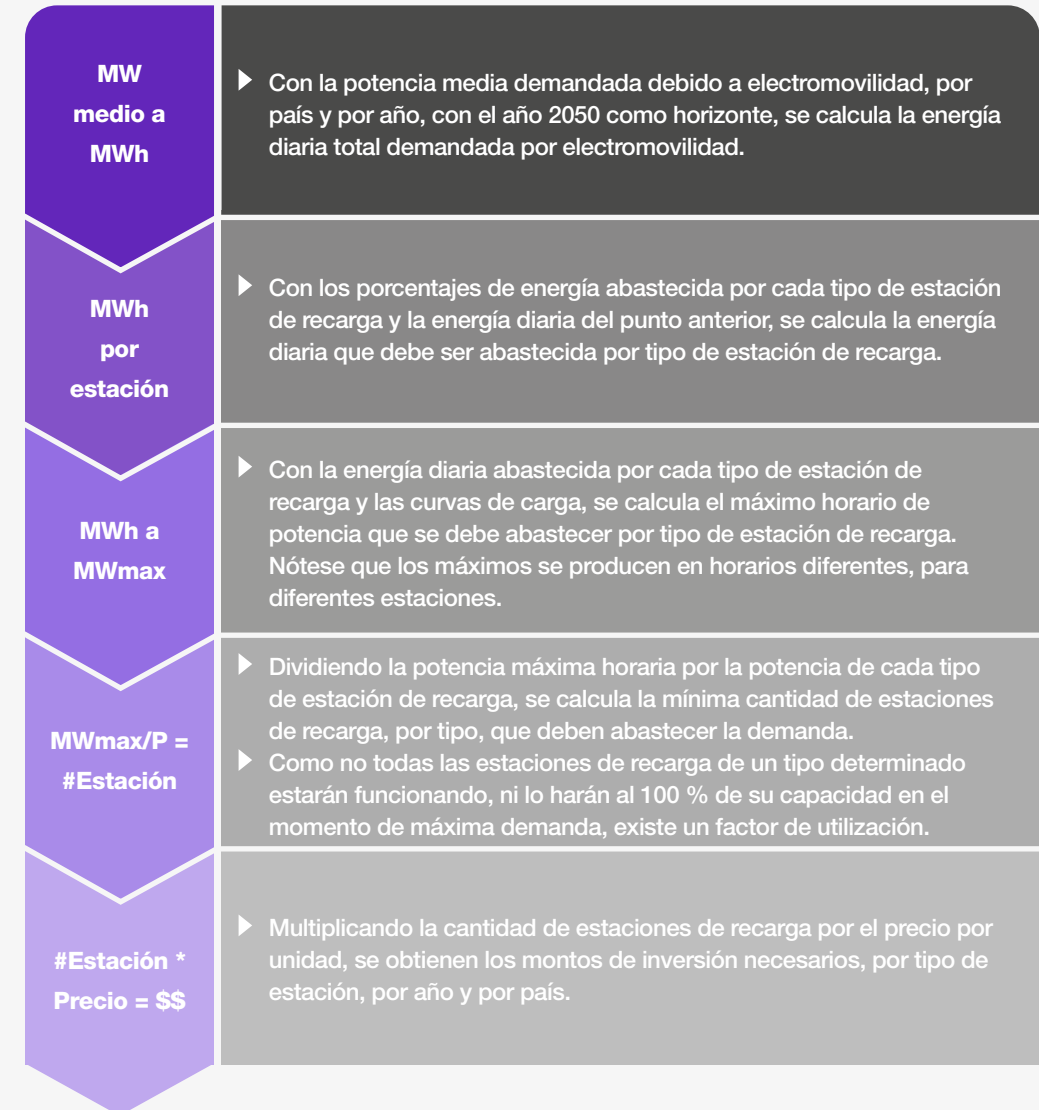
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.6, permiten estimar un monto de inversiones en estaciones de recarga pública, que deberán afrontarse como costos dentro de los sistemas de distribución.

FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



### ▶ Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución

Las estimaciones de los costos que deberán afrontar las distribuidoras de los países miembros de CAF debido al incremento de la demanda por la creciente penetración de la electromovilidad se basan en la estimación de un valor unitario medio de activos de red por potencia demandada (en USD/kW). Este

se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

La referencia adoptada para el indicador USD/kW es el promedio del valor nuevo de reemplazo (VNR) por kW instalado, indicado para distintas distribuidoras de Chile en la Resolución Exenta N.º 40 de la CNE, publicada en 2020, que fija áreas típicas para el cálculo de los componentes del valor agregado de distribución para el periodo 2020-2024. Se ha elegido esta fuente porque el sistema regulatorio chileno muestra una importante madurez en la definición de topologías eficientes de red y precios unitarios de inversión considerablemente transparentes y reflectivos de los precios internacionales.

El VNR representa una forma de valorización de los activos actuales de una empresa de distribución (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos utilizados para el servicio de distribución (Verbanaz, 2019). De esta manera, al utilizarlo, se apunta a considerar una topología real eficientizada de empresa distribuidora, teniendo en cuenta las tecnologías actuales que utiliza cada compañía en su área de concesión, sin cambios tecnológicos.

En tal sentido, el costo unitario de abastecer nueva demanda con las tecnologías actuales, en este caso debido a la electromovilidad, puede ser interpretado como el costo medio de la infraestructura actual de la distribuidora necesaria para abastecer una cantidad determinada de kilovatios.

En el cuadro A.8.8, se muestran los valores necesarios para el cálculo del monto en USD/kW.

**CUADRO A 8.8**

**Datos de distribuidoras de Chile**

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Enel	112,8	2.453.199	1.188.315	1.563,6	637,4
EEPA	107,6	57.221	29.224	38,5	672,0
EEC	77,4	16.387	14.191	18,7	1.139,5

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Chilquinta	68,1	443.381	431.534	567,8	1.280,6
Litoral	62,5	28.608	37.210	49,0	1.711,4
Til Til	57,7	3.337	8.893	11,7	3.506,5
Edelmag	53,5	36.485	36.011	47,4	1.298,7
CGE	45,8	2.572.871	1.428.365	1.879,4	730,5
Emelca	35,4	2.535	7.163	9,4	3.717,9
Coopersol	33,2	464	2.375	3,1	6.734,9
Saesa	20,3	402.137	366.161	481,8	1.198,1
Edelaysén	18,4	19.668	45.013	59,2	3.011,4
CEC	14,9	36.124	13.856	18,2	504,7
CRELL	13,5	12.284	41.501	54,6	4.445,3
LuzLinares	12,1	18065	39.979	52,6	2.911,9
Frontel	11,7	148.044	340.672	448,3	3.027,8
Edecsa	10,4	18.335	15.656	20,6	1.123,5
Coopelan	7,4	18.203	42.474	55,9	3.070,2
LuzParral	7,2	20.135	43.693	57,5	2.855,3
Copelec	7,2	30.104	87.209	114,7	3.811,7
Luz Osorno	5,9	23.023	49.947	65,7	2.854,5
Coelcha	5,2	7.412	26.929	35,4	4.780,5
Cooprel	5	7.322	14.713	19,4	2.644,0
Socoepa	4,9	6.312	16.184	21,3	3.373,7
Codiner	4,5	14.067	27.618	36,3	2.583,3

**Nota:** Se ha aplicado una tasa de 760 pesos por dólar. MT, significa media tensión; BT, baja tensión.  
**Fuente:** Elaboración con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

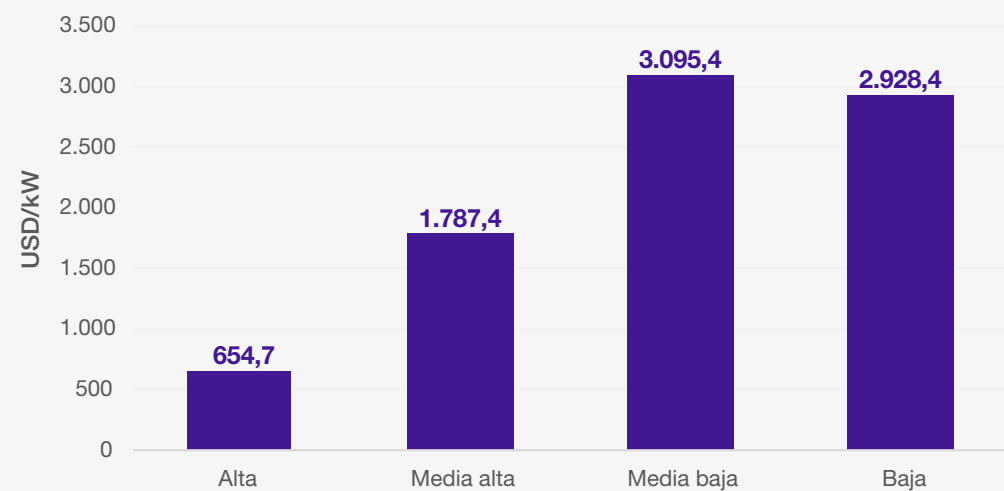
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ Alta densidad, con valores superiores a 100 clientes/km.
- ▶ Densidad media-alta, con valores superiores a 50 e inferiores a 100 clientes/km.
- ▶ Densidad media-baja, con valores superiores a 20 e inferiores a 50 clientes/km.
- ▶ Densidad baja, con valores inferiores a 20 clientes/km.

Los valores de VNR/potencia instalada en USD/kW están reflejados en el gráfico A.8.9.

**GRÁFICO A 8.9**

VNR/kW instalado según la densidad de clientes por km de red



Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

En promedio, el coeficiente seleccionado indica que es más oneroso hacer inversiones para abastecer el próximo kilovatio en distribuidoras con menos densidad de clientes por kilómetro de red, o sea, aquellas que se asemejan más a las redes rurales de distribución; por el contrario, en aquellas con alta densidad de clientes, que se asemejan a redes urbanas, el costo de abastecer el próximo kW es inferior, dado que pueden apoyarse en infraestructura existente y una red más mallada.

Posteriormente, para cada país se calcula el costo de alimentar a la nueva demanda por electromovilidad, asumiendo que se tiene un mismo valor de USD/kW en todo el territorio y que este valor corresponde a densidades alta y media-alta, estimando así los límites inferior y superior de las inversiones, respectivamente. En este último cálculo se considera que las estaciones de recarga se instalarán en zonas con mayor densidad de clientes y que las distribuidoras evolucionarán hacia valores mayores de clientes/km de red con el paso de los años.

