

# 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

**Bolivia**

**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 Bolivia**

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.

Energy Consulting and Analytics (Brasil): Silvio Binato, João Pedro Bastos, Weslly Morais, 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 Bolivia

## Resumen ejecutivo



## Introducción



## Caracterización del sistema eléctrico de Bolivia

Caracterización del país y su matriz energética	30
Marco institucional y agentes del sector	31
Caracterización del sistema de generación	32
Caracterización del sistema de transmisión	34



## Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

<b>Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética</b>	<b>37</b>
<b>Estructura y funcionamiento sectorial</b>	<b>41</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>44</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>50</b>
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
<b>Iniciativas de organismos multilaterales</b>	<b>52</b>



## Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

<b>Metas de la transición</b>	<b>55</b>
<b>Proyección de los precios de los combustibles</b>	<b>57</b>
Proyección de los precios de combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
<b>Tecnologías candidatas para la expansión</b>	<b>64</b>
<b>Supuestos adoptados en la expansión del sistema</b>	<b>68</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 Bolivia

<b>Caso de BAU</b>	<b>84</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Caso de transición energética</b>	<b>96</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Comparación de los casos de BAU y TE</b>	<b>106</b>
<b>Inversiones en transmisión</b>	<b>115</b>
<b>Inversiones en distribución</b>	<b>119</b>
Instalación de medidores inteligentes en Bolivia	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	



## Ejes de acción en Bolivia

## 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	35
<b>Cuadro 3.1</b>	Brechas y posicionamiento en Bolivia	39
<b>Cuadro 4.1</b>	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	56
<b>Cuadro 4.2</b>	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	65
<b>Cuadro 4.3</b>	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	66
<b>Cuadro 4.4</b>	Proyectos considerados en el corto plazo en el sistema boliviano	82
<b>Cuadro 6.1</b>	Ejes de actuación en la transición energética de Bolivia	132
<b>Figura 2.1</b>	Red de transmisión de Bolivia	35
<b>Figura 5.1</b>	Potencial renovable en Bolivia	116
<b>Figura 5.2</b>	Distribución de parques eólicos y solares en Bolivia	117
<b>Figura 6.1</b>	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	128

## ÍNDICE DE GRÁFICOS



<b>Gráfico 2.1</b>	Capacidad instalada por tecnología en Bolivia al cierre de 2022	33
<b>Gráfico 3.1</b>	Distribución de la matriz de generación prevista en el plan de electricidad	44
<b>Gráfico 4.1</b>	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	59
<b>Gráfico 4.2</b>	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	59
<b>Gráfico 4.3</b>	Proyección de precios Henry Hub	61
<b>Gráfico 4.4</b>	Proyección de precios adoptada en este estudio	62
<b>Gráfico 4.5</b>	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	62
<b>Gráfico 4.6</b>	Curva de costos para solares, eólicas y termosolar de concentración	67
<b>Gráfico 4.7</b>	Curva de costos para baterías	67
<b>Gráfico 4.8</b>	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	69
<b>Gráfico 4.9</b>	Crecimiento y proyección del PIB	70
<b>Gráfico 4.10</b>	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	71

## Gráfico 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida 72

## Gráfico 4.12

Curva de adopción de la generación distribuida 73

## Gráfico 4.13

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB 75

## Gráfico 4.14

Proyección de la demanda en el sector del transporte 76

## Gráfico 4.15

Porcentaje del consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte 77

## Gráfico 4.16

Consumo de electricidad en la flota de vehículos 78

## Gráfico 4.17

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial 78

## Gráfico 4.18

Distribución de la demanda en los sectores de la economía boliviana 79

## Gráfico 4.19

Proyección de las ganancias de eficiencia 80

## Gráfico 4.20

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios 81

## Gráfico 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema boliviano en el caso de BAU 85

## Gráfico 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema boliviano hasta 2050 en el escenario de BAU 86

## Gráfico 5.3

Adiciones de capacidad en el sistema boliviano en el caso BAU 86

## Gráfico 5.4

Canasta de generación anual en el sistema boliviano en 2024 88

## Gráfico 5.5

Perfil de generación mensual el año 2024 en el sistema boliviano 89

## Gráfico 5.6

Despacho típico diario en el sistema boliviano en 2024 90

## Gráfico 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema boliviano en el caso de BAU 91

## Gráfico 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema boliviano en el caso de BAU 91

## Gráfico 5.9

Gráfico 5.9 Despacho típico diario en el sistema boliviano para el año 2050 en caso de BAU 93

## Gráfico 5.10

Costos marginales anuales en el sistema boliviano en el caso de BAU 94

## Gráfico 5.11

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema boliviano en el caso de BAU 95

## Gráfico 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema boliviano 97

## Gráfico 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema boliviano hasta 2050 en el caso de TE 98

## Gráfico 5.14

Adiciones de capacidad en el sistema boliviano en el caso de TE 98

## Gráfico 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema boliviano en el caso de TE 100

<b>Gráfico 5.16</b>	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema boliviano	100
<b>Gráfico 5.17</b>	Despacho típico diario en el sistema boliviano para el año 2040	101
<b>Gráfico 5.18</b>	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema boliviano en el caso de TE	102
<b>Gráfico 5.19</b>	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema boliviano	102
<b>Gráfico 5.20</b>	Despacho típico diario en el sistema boliviano para el año 2050	103
<b>Gráfico 5.21</b>	Costos marginales anuales en el sistema boliviano en el caso de TE	104
<b>Gráfico 5.22</b>	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema boliviano en el caso de TE	105
<b>Gráfico 5.23</b>	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema boliviano en los casos de BAU y TE	107
<b>Gráfico 5.24</b>	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema boliviano	108
<b>Gráfico 5.25</b>	Comparación de la generación limpia total en el sistema boliviano en los casos de BAU y TE	109
<b>Gráfico 5.26</b>	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema boliviano en los casos de BAU y TE	110
<b>Gráfico 5.27</b>	Comparación de los costos marginales en el sistema boliviano en los casos de BAU y TE	111

<b>Gráfico 5.28</b>	Evolución de los costos de inversión en generación	112
<b>Gráfico 5.29</b>	Evolución de los costos de operación	112
<b>Gráfico 5.30</b>	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo del <i>green premium</i> en Bolivia	114
<b>Gráfico 5.31</b>	Inversiones en el sistema de transmisión de Bolivia por década	118
<b>Gráfico 5.32</b>	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	120
<b>Gráfico 5.33</b>	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	121
<b>Gráfico 5.34</b>	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	121
<b>Gráfico 5.35</b>	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar al año	122
<b>Gráfico 5.36</b>	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	123
<b>Gráfico 5.37</b>	Inversiones anuales en la red de distribución de Bolivia	124



# Abreviaciones

<b>ANDE</b>	Administración Nacional de Electricidad
<b>AETN</b>	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
<b>BAU</b>	Continuidad ( <i>business as usual</i> )
<b>CAPEX</b>	Gastos de capital
<b>CME</b>	Costo marginal unitario de expansión
<b>CMO</b>	Costo marginal unitario de operación
<b>CND</b>	Contribución determinada a nivel nacional
<b>CNDC</b>	Comité Nacional de Despacho de Carga
<b>CSP</b>	Termosolar de concentración
<b>EE</b>	Eficiencia energética
<b>EMIIT</b>	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
<b>ENDE</b>	Empresa Nacional de Electricidad
<b>ER</b>	Energía renovable
<b>ERNC</b>	Energía renovable no convencional
<b>GD</b>	Generación distribuida
<b>GEI</b>	Gases de efecto invernadero
<b>GN</b>	Gas natural
<b>GNL</b>	Gas natural licuado
<b>GW</b>	Gigavatio
<b>H2</b>	Hidrógeno
<b>Kt</b>	Kilotón o kilotonelada

<b>kV</b>	Kilovoltios
<b>MHE</b>	Ministerio de Hidrocarburos y Energías
<b>MM</b>	Mercado mayorista
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>Mt</b>	Millones de toneladas
<b>PDES</b>	Plan de Desarrollo Económico y Social
<b>O&amp;M</b>	Operación y mantenimiento
<b>TWh</b>	Teravatios por hora
<b>TE</b>	Transición energética
<b>USD</b>	Dólares estadounidenses

# 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 el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, en las próximas décadas 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 Bolivia, 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 la expansión del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo. Esto hará posible establecer los parámetros de

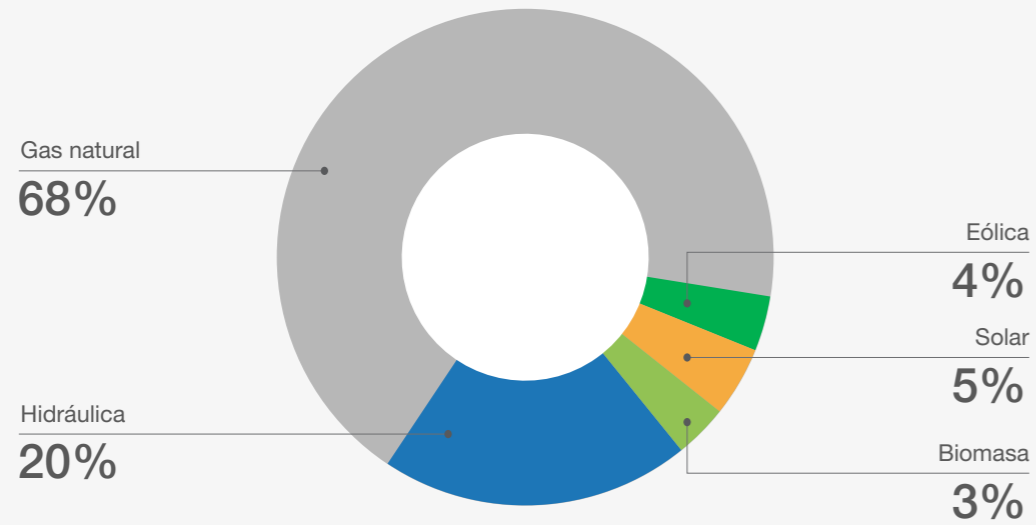
expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad); los requerimientos asociados a la transmisión derivados de la expansión de la generación y la estimación de los costos a nivel de distribución asociados a elementos necesarios para llevar a cabo el proceso de transición energética (generación distribuida, electromovilidad y otros).

El análisis de las políticas energéticas en Bolivia revela varias áreas de mejora. En cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), aunque se han fijado objetivos estratégicos y se ha iniciado la incorporación de energías como la solar y la eólica, todavía no se han realizado subastas competitivas para promover su desarrollo. Además, se espera la promulgación de una nueva ley de la electricidad que fomente las ERNC. En eficiencia energética, aunque se ha impulsado una política nacional con objetivos claros, aún falta la creación de una agencia específica y el fortalecimiento del marco regulatorio para medir y monitorear indicadores de eficiencia. En el ámbito de la electromovilidad, Bolivia ha implementado incentivos para el uso de vehículos eléctricos e híbridos y para la instalación de sistemas de recarga de baterías. Sin embargo, se requieren más acciones para mejorar la infraestructura de recarga y fomentar la adopción de estos vehículos. Por otro lado, se está desarrollando una hoja de ruta para el hidrógeno verde con el apoyo de instituciones independientes, pero es necesario establecer normativas, infraestructura y modelos de negocio adecuados. En cuanto a las redes y la medición inteligente, la penetración es casi inexistente y, aunque se han realizado programas piloto, no hay avances significativos en su implementación. Finalmente, Bolivia enfrenta una fuerte dependencia del gas natural. A pesar de los planes para promover las energías renovables y abandonar los combustibles fósiles, se necesita una planificación sistemática para aprovechar los recursos hidroeléctricos y reducir la sobreinversión en el sistema eléctrico.

Históricamente, Bolivia ha realizado inversiones significativas en centrales de gas natural. Con el objetivo de aprovechar sus reservas de gas, aproximadamente el 68 % de los 3,65 GW de capacidad instalada al cierre de 2022 estaba compuesto por plantas que usan esta tecnología.

GRÁFICO 1

Capacidad instalada por tecnología en Bolivia al cierre de 2022

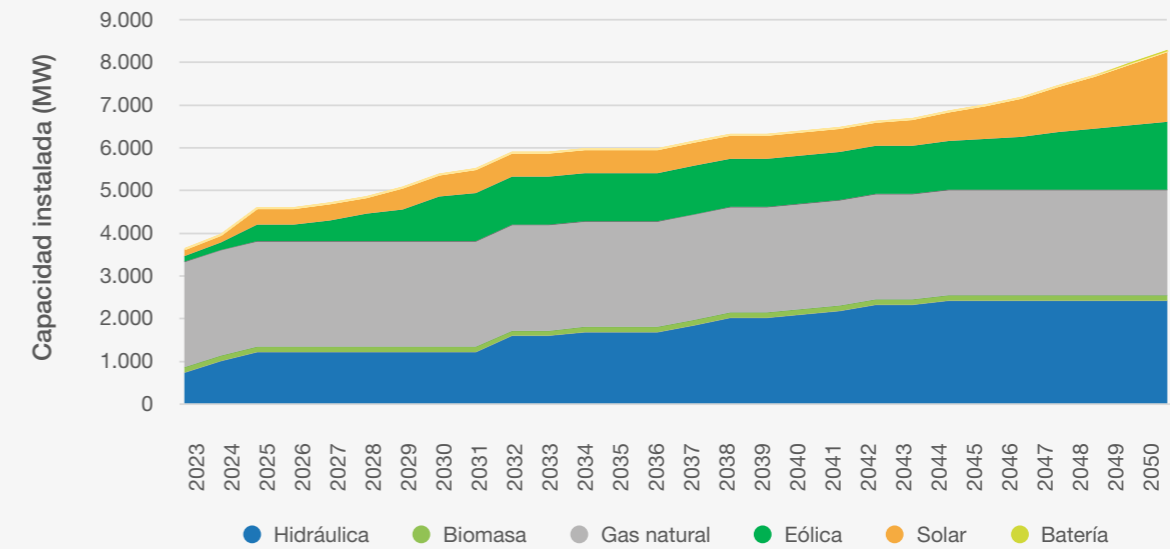


Fuente: CNDC (2024a).

Al analizar la expansión del sistema en el escenario de continuidad o caso de BAU, se observa que la participación de las fuentes eólica y solar aumenta progresivamente hasta representar alrededor del 39 % de la canasta de capacidad instalada en el año 2050. Esa participación, ilustrada en el gráfico 2, equivale a aproximadamente 3,2 GW. Para este caso se estima un total de inversiones en generación igual a USD 6.437 millones en el período entre 2024 y 2050.

GRÁFICO 2

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



En el caso de TE, se establece un objetivo de generación renovable y un aumento en la demanda debido a la mayor incorporación de vehículos eléctricos, lo que motiva un incremento significativo en la adición de capacidad, especialmente en plantas solares y eólicas. El gráfico 3 muestra una comparación de las capacidades añadidas en los dos escenarios, con una diferencia del 5,7 % entre ambos al final del horizonte, mientras que el gráfico 4 presenta su evolución en el tiempo por tecnología.

GRÁFICO 3

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

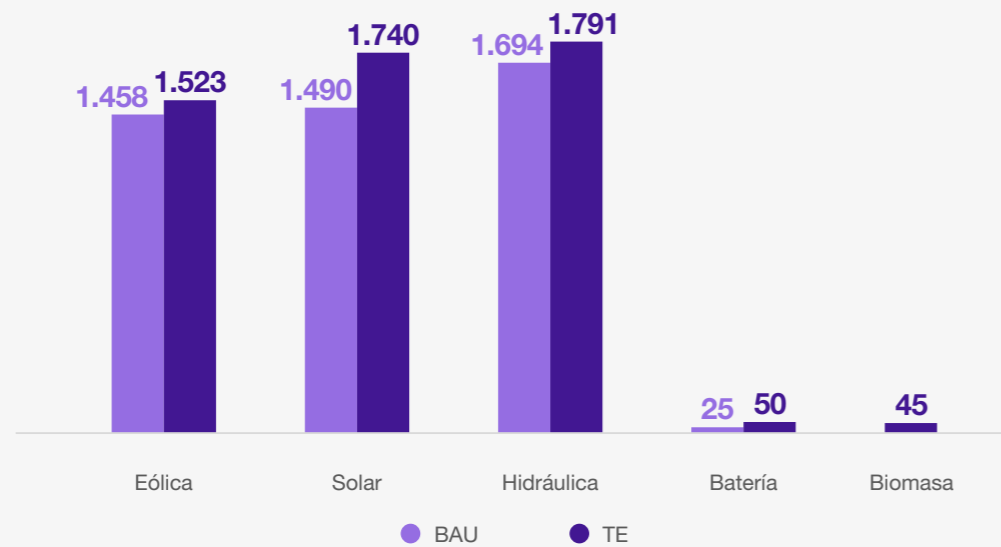
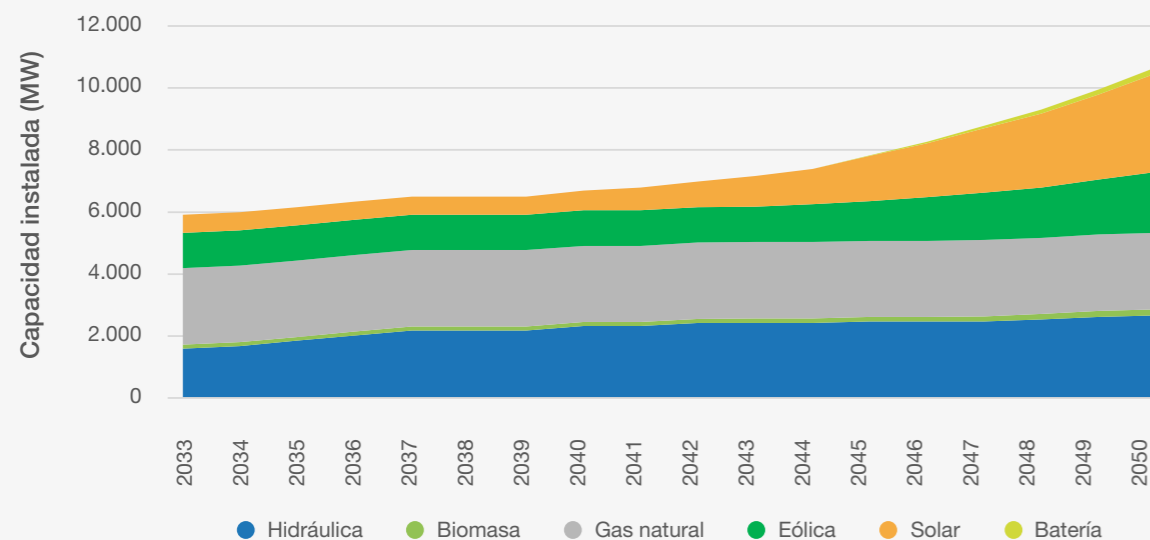


GRÁFICO 4

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



En total, se estima que, para el periodo 2024-2050, la necesidad de inversiones en generación en Bolivia es de USD 6.966 millones. Además, se estiman un total de inversiones en transmisión equivalente a USD 905 millones en el caso de BAU y USD 1.509 millones en el caso de TE. Las mayores inversiones en transmisión tienen por objetivo integrar al sistema las plantas eólicas. Estas se encuentran en regiones que requieren conexiones al sistema de Santa Cruz de la Sierra, para lo que hace falta financiamiento, a lo que se suman posteriores inversiones para aumentar la capacidad de los circuitos de esta ciudad con el resto del sistema. Finalmente, las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país en ese mismo periodo alcanzan los USD 814 millones.

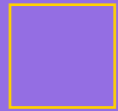
El cuadro 1 resume la inversión total en generación, transmisión y distribución (2024-2050) en el país para los dos casos de expansión considerados.

CUADRO 1

Resumen de las inversiones acumuladas para el período 2024-2025 en el sistema boliviano.

CASOS	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	6.437	905	814	8.155
TE (MUSD)	6.966	1.509	814	9.289

# 1



## 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 producido 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 configuran 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 América Latina y el Caribe 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 Bolivia 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 en Bolivia.
- ▶ 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 boliviano 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 necesarias, que sean consistentes con una estrategia de transición energética de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y que 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 con restricciones de 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 expuestos en este informe.

Los resultados de ese análisis se presentan en este documento divididos en siete capítulos, incluyendo este primer capítulo introductorio y las conclusiones que se desprenden del estudio.

El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de Bolivia, 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 de Bolivia, 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 de Bolivia.

El capítulo 5 explica los resultados de la expansión del sistema eléctrico del país 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 gases de efecto invernadero (GEI) o del aumento en la instalación de centrales de energías renovables en el caso de la 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 Bolivia, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.

# 2

## Caracterización del sistema eléctrico de Bolivia



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

### Síntesis del sistema eléctrico de Bolivia

- El sistema tiene una capacidad instalada total de 3.636 MW y está compuesto mayoritariamente de centrales térmicas de gas natural (68 %) e hidroeléctricas (20 %).
- El país tiene una interconexión con Argentina, inaugurada en junio de 2023 (MHE y ENDE, 2023), pero no presenta interconexiones activas con otros países vecinos.
- El Sistema Troncal de Interconexión (STI), que es la parte que comprende el sistema de transmisión en alta tensión, tiene más de 4.674 kilómetros (km) de líneas de transmisión de 230 kilovoltios (kV), 1.964 km de líneas de transmisión de 115 kV y 214 km de líneas de 69 kV.





## Caracterización del país y su matriz energética

En los diez últimos años, su producto interno bruto (PIB) creció a una tasa promedio del 2,2 % (FMI, 2023), principalmente por la explotación del gas natural, hasta alcanzar 38.300 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2022. Ese año, el país tuvo un PIB per cápita de USD 3.135<sup>1</sup>. Su sistema eléctrico alcanza a un 98 % de la población del país (Banco Mundial, 2022a), de 12,2 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). En 2022, la demanda de electricidad fue de 945 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

El sistema existente en Bolivia presenta una capacidad efectiva total de 3.636 megavatios (MW). La matriz de generación está compuesta principalmente de centrales térmicas de gas natural (68 %) e hidroeléctricas (20 %). La generación eólica y solar tiene una participación global del 8 % del total de la capacidad efectiva en la matriz.

Actualmente, Bolivia tiene solo una interconexión activa con Argentina. Sin embargo, existen varios estudios y proyectos que consideran interconexiones internacionales con el sistema boliviano, por ejemplo, intercambios de energía de fuente hidroeléctrica con Brasil y con Chile. Además, hay la posibilidad de una conexión del sistema de Bolivia con el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

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



## Marco institucional y agentes

Las principales instituciones del mercado eléctrico boliviano son el Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN)<sup>2</sup>, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)<sup>3</sup>.

El Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables, dependiente del MHE, tiene la función de proponer, formular, evaluar, definir y establecer políticas y lineamientos para el sector eléctrico, orientadas a lograr el acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad. Esas políticas deben promover la participación y coordinación con los gobiernos autónomos departamentales y municipales, las empresas públicas y privadas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas y empresas comunitarias y sociales. Su finalidad es implementar programas y proyectos para la electrificación de todo el país, velando por la correcta aplicación de la normativa de regulación, fiscalización y control del sector y de la industria eléctrica, así como el desarrollo de energías alternativas en defensa de los usuarios.

La AETN es el ente regulador de la industria eléctrica de Bolivia y tiene entre sus funciones la de regular los precios y tarifas; garantizar el suministro de manera eficiente, segura y confiable, asegurar la protección de los derechos de los consumidores; promover la exportación de excedentes de electricidad, el intercambio internacional y la integración eléctrica regional; promover la expansión del sistema eléctrico con criterios de integración, adaptabilidad y sostenibilidad, y promover el cambio de la matriz energética.

<sup>2</sup> En 2019 cambió la denominación de la entidad, hasta entonces conocida como Autoridad de Fiscalización y Control Social de la Electricidad (AE), y se ampliaron sus funciones.

<sup>3</sup> Se puede consultar más información sobre estas instituciones en las web respectivas: MHE, <https://www.mhe.gob.bo/>; AETN, <https://www.aetn.gob.bo/web/>; CNDC, <https://www.cndc.bo/home/index.php>; y ENDE, <https://www.ende.bo/index.php>.



Por su parte, el CNDC es la entidad responsable de la coordinación y supervisión de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la administración del sector eléctrico boliviano y de participar en la planificación de la expansión óptima del SIN bajo las directrices del MHE.

En cuanto a la ENDE es una corporación estatal que actúa en los segmentos de generación, transmisión y distribución. La corporación tiene por objetivo principal y rol estratégico la participación en toda la cadena productiva de la industria eléctrica y en actividades de importación y exportación de electricidad en forma sostenible, aplicando criterios de promoción y desarrollo socioeconómico en el país.

Cerca del 80 % de la capacidad de generación del país corresponde a la participación del Estado, lo que lo convierte, en gran medida, en responsable de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica en el SIN. Entre 2008 y 2012, muchos de los activos de generación, transmisión y distribución que habían sido privatizados en la reforma del mercado realizada en los años 1990 fueron nacionalizados.



## Caracterización del sistema de generación

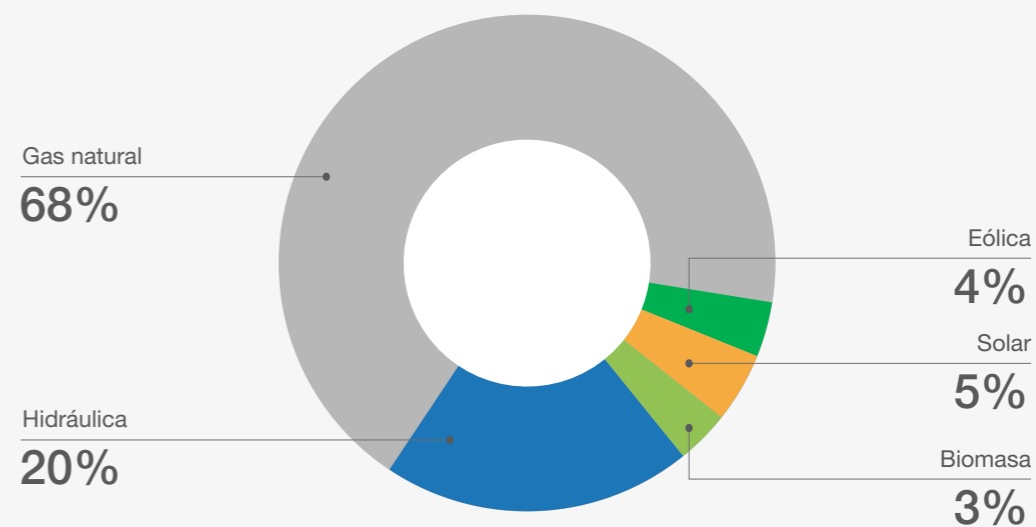
El SIN es el sistema eléctrico conformado por las instalaciones de generación, transmisión y distribución, que suministra energía eléctrica a los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí, Chuquisaca y Beni.

De acuerdo con los datos disponibles en el sitio web del CNDC, la capacidad instalada total del sistema boliviano actualmente supera los 3.600 MW y está predominantemente compuesta por centrales termoeléctricas. Las centrales que

utilizan el gas natural como combustible son la principal fuente de energía del país y totalizan casi 2.500 MW, representando el 68 % del acumulado nacional. Las hidroeléctricas tienen una participación del 20 % (735 MW), mientras que la generación con fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC) representan, en conjunto, el 8 % (165 MW de solares y 131 MW de eólicas). Unidades de biomasa y algunas pequeñas centrales térmicas que utilizan combustibles líquidos complementan el parque generador de Bolivia, con una participación del 3 % y el 1 %, respectivamente. La distribución por tecnología mencionada se puede ver en el gráfico 2.1.

GRÁFICO 2.1

Capacidad instalada por tecnología en Bolivia al cierre de 2022



Fuente: CNDC (2024a).



## Caracterización del sistema de transmisión

El sistema de transmisión está fundamentalmente compuesto por la infraestructura del Sistema Troncal de Interconexión (STI), que es la parte del SIN que comprende al sistema de transmisión en alta tensión, en la que los agentes inyectan, transmiten y retiran energía eléctrica.

El STI tiene actualmente más de 7.000 km de líneas de transmisión. La red está mayoritariamente compuesta por líneas de 230 kV (66 % o 4.648 km). También tienen una participación relevante, en términos de longitud, las líneas a 115 kV de tensión, cuya extensión alcanza 1.964,2 km (28 % del total). Las infraestructuras a 500 kV de tensión tienen una pequeña participación considerando su longitud, que es de 235,7 Km (3 % del total), mientras que las líneas de 69 kV complementan el sistema troncal, con 214 km (3 %).

FIGURA 2.1

Red de transmisión de Bolivia



CUADRO 2.1

Especificaciones de las líneas de transmisión

Tipo de la línea	Longitud (km)
500 kV	236
230 kV	4.648
132 kV	1.964
69 kV	214
<b>Total</b>	<b>7.062</b>

# 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 Bolivia revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos, enumerados a continuación.

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Bolivia ha fijado objetivos estratégicos para aumentar la participación de las energías renovables en su matriz energética. La incipiente incorporación de fuentes como la solar y la eólica se ha dado bajo esquemas específicos de remuneración. Sin embargo, aún no se han realizado subastas competitivas para promover su desarrollo. Además, se espera la promulgación de una nueva ley de la electricidad que promueva las ERNC.
- ▶ **Eficiencia energética.** Se ha impulsado una política nacional de eficiencia energética y se han establecido objetivos para reducir el consumo energético en distintos sectores, pero aún no se ha creado una agencia específica de eficiencia energética. Adicionalmente, se necesita fortalecer el marco regulatorio para medir y monitorear indicadores de eficiencia energética y ejecutar programas como el etiquetado de electrodomésticos.
- ▶ **Electromovilidad.** El Gobierno ha promulgado un decreto para incentivar el uso de vehículos eléctricos e híbridos, así como la instalación de sistemas de recarga. El regulador ha emitido disposiciones legales relacionadas con la implementación de estos sistemas. Sin embargo, se necesitan más acciones para promover la infraestructura de recarga y la adopción de vehículos eléctricos.

- ▶ **Hidrógeno verde.** Se encuentra en elaboración una hoja de ruta y una estrategia nacional en la materia. Aunque se han identificado recursos y demanda potencial, aún es necesario desarrollar normativas, infraestructura y modelos de negocio para su incorporación en la matriz energética.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** La penetración de la medición inteligente en Bolivia es prácticamente inexistente, aunque se han realizado algunos programas piloto. Se prevé la elaboración de un estudio técnico-legal para incorporar redes eléctricas inteligentes, pero no se han registrado avances significativos hasta la fecha.
- ▶ **Gas natural como vector de transición.** Aunque Bolivia planea abandonar progresivamente el uso de combustibles fósiles y promover las energías renovables, todavía existe una fuerte dependencia del gas natural en su matriz energética. Se necesita una planificación sistemática para aprovechar los recursos renovables, especialmente hidroeléctricos, y reducir la sobreinversión en el sistema eléctrico.

El cuadro 3.1 resume el análisis realizado en este apartado respecto al estado actual de la estructura sectorial, las políticas de transición energéticas y el planeamiento para acometer la transición energética en Bolivia.

**CUADRO 3.1**

**Brechas y posicionamiento en Bolivia**

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución), con integración vertical mayoritaria del sector público a través de ENDE.	La estructura actual prevé estimular la eficiencia económica de los agentes del mercado.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM a través de autorizaciones, con preponderancia del sector público en el desarrollo sectorial a través de ENDE. Libre acceso al sistema de transmisión mediante licitaciones, con preponderancia del sector público a través de ENDE Transmisión.	El despliegue de las ERNC está encabezado por el sector público a través de la ENDE, como desarrollador sobre la base de tarifas diferenciales ( <i>feed-in tariffs</i> ). Acceso al sistema de transmisión abierto, con fuerte presencia del sector público a través de ENDE Transmisión.
	Competencia en el MM	<i>Pool</i> con costos auditados por el Despacho de Cargas (CNDG). Los precios del mercado <i>spot</i> se regulan tras fijar el precio del gas natural.	La regulación del precio del gas natural afecta a la dinámica de los mercados.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo + cargo por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo + cargo por consumo y posible cargo por demanda para usuarios comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	Regulación: Decreto Supremo N.º 4808 del 12 de octubre de 2022. Objetivo: 70 % de ER en 2025. Instrumentos: remuneración mediante precio de nodo, descuentos de indisponibilidad de generación y cargos a los agentes demandantes del SIN.	No se identificaron objetivos específicos de corto, mediano o largo plazo (2050) para la inserción de ERNC ni mecanismos para la incorporación de este tipo de plantas por parte de agentes privados.
	Eficiencia energética (EE)	El Decreto Supremo N.º 29466, del 5 de marzo de 2008, aprueba el Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE). Estrategia Nacional de Eficiencia Energética 2022-2025.	Creación de una agencia especializada que promueva la EE en el país, además de la ejecución coordinada de programas y redacción de normativas asociadas.
	Electromovilidad	El Decreto Supremo de 2021 dispone que la ENDE implemente e instale sistemas de recarga para vehículos eléctricos. Además, permite que empresas de distribución y privadas implementen e instalen sistemas de recargas.	No se observa iniciativa nacional para el desarrollo de la actividad.
	Hidrógeno verde	Está en desarrollo la documentación para la hoja de ruta y la estrategia nacional para la promoción de la actividad.	No se observa aún apertura a la iniciativa pública o privada ni un marco regulatorio que promueva su desarrollo.

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Redes y medición inteligente	No se identificaron avances en cuanto a su desarrollo.	No se observa iniciativa nacional.
	Gas natural (GN) como vector de transición	No se considera dentro de los planes para alcanzar las metas de la contribución determinada a nivel nacional (DCN).	No se observa un marco regulatorio para incentivar el uso de GN como vector de transición (70 % de la generación eléctrica se basa en gas natural).
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025 y Plan Eléctrico 2025 publicado en 2014.	Inconvenientes en el desarrollo de la red de transmisión, en mayor parte debido a las dificultades económicas del país, pero también por falta de planificación.
	Generación distribuida (GD)	El Decreto Supremo de 2021 establece las condiciones para incorporar los sistemas de GD en los sistemas de distribución de energía eléctrica.	Se han emitido procedimientos relativos a la determinación de la retribución por la energía inyectada a la red de distribución y el procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos en dicha red. Ausencia de incentivos para la inversión en la generación distribuida.
	Almacenamiento con baterías	No se observa marco regulatorio.	Ausencia de incentivos para la inversión y el desarrollo de la tecnología.

**Nota:** a) La contratación *pool* es una modalidad por la cual el precio final se calcula teniendo en cuenta el precio del MM 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 producción de GD se comercializa en su totalidad y en el segundo caso se consume internamente y el excedente de producción podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



## Estructura y funcionamiento sectorial

### ► Estructura sectorial

Como se ha mencionado anteriormente, la ENDE es una empresa pública a cargo de los segmentos de generación, transmisión y distribución, cuyo objetivo es el abastecimiento sostenible de energía. Para ello participa en toda la cadena productiva de la industria eléctrica, así como en las actividades de importación y exportación de electricidad. Está conformada por una matriz, once empresas filiales y una subsidiaria. Además, tiene representación en directorios de otras dos empresas distribuidoras regionales.

Si bien la estructura sectorial en Bolivia es del tipo segmentada, se caracteriza por una integración vertical del sector público a partir de ENDE y sus filiales.

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

La estructura actual del sector eléctrico se sustenta en el rol activo del Estado como responsable principal de las actividades productivas encabezadas por la Corporación ENDE, abarcando tanto las actividades de generación como la transmisión y distribución.

A ese efecto, el 23 de noviembre de 2007, se promulgó la Ley N.º 3783, que habilita a las empresas públicas a ser titulares de concesiones o licencias para ejercer actividades en los tres segmentos de la industria eléctrica. La Ley no excluye del sector a las empresas privadas .

En términos de acceso al sistema de transmisión, el artículo 17° de la Ley de Electricidad indica que la transmisión en el sistema interconectado nacional operará bajo la modalidad de acceso abierto. Dicha modalidad permite a toda persona individual o colectiva que realice actividades de la industria eléctrica o a todo consumidor no regulado utilizar las instalaciones de las empresas de transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente.

## ▶ Competencia en el mercado mayorista

Las transacciones económicas en el mercado eléctrico mayorista comprenden:

- ▶ Un mercado *spot*, en el que los precios se sancionan sobre una base horaria como función de los costos económicos de producción y puesta a disposición en los nodos del mercado, definidos como centros de carga y demanda del sistema.
- ▶ Un mercado a término, en el que generadores, distribuidores y grandes usuarios (usuarios no regulados)<sup>4</sup> se encuentran habilitados a celebrar contratos a plazo que estipulan cantidades, precios y condiciones.

Actualmente los precios *spot* se encuentran influenciados por las políticas desarrolladas por el sector público. En particular, se destacan las siguientes:

- ▶ Se ha dado una importante sobreinversión en capacidad instalada de plantas termoeléctricas de propiedad estatal.
- ▶ El MHE ha fijado administrativamente los precios del gas natural en 1,3 USD dólares por cada millón de pies cúbicos diarios (USD/MPCD) que abastece a todo el parque de generación térmico.
- ▶ Las transacciones entre oferta y demanda se dan mayoritariamente a través del mercado *spot* debido a la implementación de regulaciones que no reflejan los costos mayoristas de abastecimiento en los cuadros tarifarios finales de los distribuidores.

<sup>4</sup> Con una capacidad instalada de al menos 1 MW, de acuerdo con el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista..

Las referidas políticas han llevado a que el precio *spot* del mercado mayorista de Bolivia se ubique en un promedio de 17 USD/MWh. Este escenario desincentiva la inversión privada para instalar generación (sea térmica o de fuentes renovables) dejando solo espacio a la expansión del sistema a partir de la inversión del sector público.

Finalmente, no existe en Bolivia un mercado de servicios auxiliares para los generadores que operan en el mercado mayorista.

## ▶ Mercados locales de energía

No existe en Bolivia un mercado local en términos de servicios auxiliares y de red, ni tampoco la posibilidad de que los usuarios, grupos de usuarios o instalaciones del sistema de distribución puedan interactuar con los operadores de dicho sistema.

## ▶ Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado para Bolivia corresponde a DELAPAZ, empresa con área de concesión en la capital del país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por el 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, que además puede incluir un cargo por demanda.

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



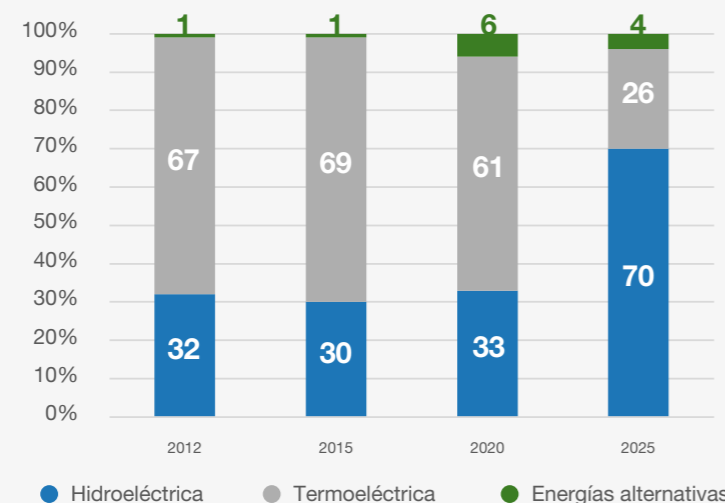
## Políticas de transición energética

### ▶ Energías renovables no convencionales

Bolivia ha fijado objetivos estratégicos para el aumento de la participación de las energías renovables en la matriz de generación del país sin distinguir entre fuentes convencionales y no convencionales. De acuerdo con el Plan Eléctrico (MHE, 2014), la cartera de proyectos considerados para la oferta interna de generación en 2025 permitirá incrementar la participación de la energía hidroeléctrica al 70 % de la generación total, mientras que la incorporación de las ERNC representará un 4 %, como se muestra en el gráfico 3.1.

GRÁFICO 3.1

Distribución de la matriz de generación prevista en el plan de electricidad



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2014).

El objetivo es desarrollar infraestructura de generación de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales para reducir el uso de combustibles fósiles. Para ello, se prevé la publicación de una nueva ley de la electricidad en el país, que promueva el desarrollo de esas tecnologías.

Cabe aclarar que la incipiente incorporación de las fuentes renovables no convencionales (solar y eólica) en el mercado mayoritario se ha dado con esquemas específicos de remuneración (modalidad de precios fijos de compra (*feed-in tariff*)), bajo la órbita de la empresa estatal ENDE. No se han realizado hasta la fecha subastas competitivas para la promoción de la actividad, como ha ocurrido en la mayoría de los países estudiados, aunque existe un mecanismo de recaudación para la generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales en el SIN, establecido por el Decreto Supremo N° 4808, del 12 de octubre de 2022, que prevé la aplicación del precio de nodo afectado por un factor de adaptabilidad<sup>5</sup>.

### ▶ Eficiencia energética

Recientemente, el MHE impulsó el desarrollo de una política nacional de eficiencia energética, que pretende establecer los cursos de acción adecuados para incorporar la EE en los resultados esperados para 2025 y plasmarlos en un plan de desarrollo nacional.

En este marco, se publicó la Estrategia Nacional de Eficiencia Energética 2022-2025 (MHE, 2022b), que establece entre sus objetivos las siguientes reducciones:

- ▶ Un 10 % del consumo energético del sector residencial.
- ▶ Un 10 % del consumo energético en alumbrado público.
- ▶ Un 5 % del consumo energético en edificios públicos.

Para lograr la ejecución coordinada de distintos programas que permitan el cumplimiento de los objetivos planteados, es necesaria la creación de una agencia específica de eficiencia energética, acción aún no abordada<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Aprobado por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

<sup>6</sup> La estructura interna del MHE puede visualizarse en la web del Ministerio (<https://www.mhe.gob.bo/organigrama/>).

Adicionalmente, es necesario el fortalecimiento del marco regulatorio actual, de manera que contemple la medición y el seguimiento de indicadores de EE, mejorando así los registros de los avances logrados y el sustento de las políticas para actuar en consecuencia. Un ejemplo de ello es la ejecución de programas de etiquetado de electrodomésticos o de eficiencia energética en edificios públicos (ambos pendientes hasta la fecha).

## ▶ Electromovilidad

El Decreto Supremo N.º 4539 del 27 septiembre de 2021 (Gobierno de Bolivia, 2021) tiene por objeto incentivar de manera integral el uso de la energía eléctrica con la finalidad de contribuir a la mejora del medio ambiente, el ahorro y la eficiencia energética a través de:

- ▶ Incentivos tributarios para la fabricación, el ensamblaje y la importación de vehículos automotores eléctricos, híbridos y de maquinaria agrícola eléctrica e híbrida.
- ▶ Incentivos financieros para la fabricación, el ensamblaje y la compra de vehículos automotores eléctricos, híbridos y de maquinaria agrícola eléctrica e híbrida.
- ▶ Incentivos tributarios para equipos o accesorios de sistemas de energía y generación distribuida.

En sus disposiciones finales estipula que la ENDE implemente e instale sistemas de recarga para vehículos eléctricos, una actividad a la que también están autorizadas las empresas de distribución y empresas privadas. Asimismo, dispone que la AETN determine las tarifas transitorias, los reglamentos y los requisitos técnicos y de seguridad para las instalaciones de recarga.

En ese contexto, la AETN ha emitido las siguientes disposiciones legales:

- ▶ Resolución AETN N.º 480/2021, del 6 de septiembre de 2021, relativa al “Reglamento de aplicación de tarifas transitorias a nivel nacional para las electrolinerías de servicio público y precios máximos de comercialización de electricidad a los usuarios finales”.

- ▶ Resolución AETN N.º 479/2021, del 6 de septiembre de 2021, relativa al “Reglamento técnico y de seguridad para las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos”.
- ▶ Resolución AETN N.º 473/2021, del 6 de septiembre de 2021, relativa al “Reglamento para el otorgamiento de autorizaciones de comercialización para instalaciones de recarga de vehículos eléctricos”.
- ▶ Resolución AETN N.º 776/2022, del 31 de diciembre de 2021, relativa a la complementación del “Reglamento de aplicación de tarifas transitorias a nivel nacional para las electrolinerías de servicio público y precios máximos de comercialización de electricidad a los usuarios finales”.

## ▶ Hidrógeno verde

En Bolivia, se encuentra en desarrollo una hoja de ruta y una estrategia nacional de hidrógeno verde. Esta tiene como base estudios previamente realizados, que estiman el potencial de producción de este combustible considerando el recurso hídrico y el potencial de ERNC (eólico y solar fotovoltaico) disponibles a febrero de 2024.

Teniendo en cuenta esos recursos, Bolivia podría producir aproximadamente 5,7 millones de toneladas (Mt) de hidrógeno en 2030 y 14,2 Mt hacia 2050.

Por otro lado, en términos de demanda potencial de hidrógeno, se proyecta una demanda interna de 0,4 Mt hacia 2030 y 2,6 Mt para 2050, con excedentes que podrían exportarse al mercado asiático si se firman preacuerdos, como tiene intención de hacer la Administración nacional, y se resuelven cuestiones logísticas.

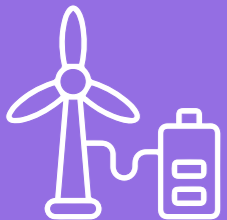
En términos de brechas, la hoja de ruta y la estrategia nacional serían solo un paso inicial para el desarrollo de una nueva normativa, infraestructura y modelos de negocio en el país, con una mayor incorporación a la matriz energética de las ERNC, de manera que se fomente la producción nacional de hidrógeno verde.



## ▶ Redes y medición inteligentes

La penetración de la medición inteligente en Bolivia es inexistente. Sobre este punto, la Estrategia Nacional de Eficiencia Energética 2022-2025 (MHE, 2022b) indica que tres empresas de distribución de índole privada habían presentado candidaturas, hasta 2022, para llevar a cabo programas piloto de inserción de los medidores inteligentes, aunque sin mayores precisiones respecto de sus características.

Con el objeto de ampliar el despliegue de la medición inteligente e incorporar a la red esquemas de gestión de la demanda, se prevé, como un hito estratégico, la elaboración de un estudio técnico-legal sobre las condiciones que se deben cumplir para la incorporación de esas redes al actual sistema de distribución eléctrica. No obstante, no se han registrado avances en tal sentido.



## ▶ Gas natural como vector de transición

Bolivia presenta una fuerte dependencia del gas natural para su abastecimiento energético. No obstante, de acuerdo con el PDES 2021-2025 (Gobierno de Bolivia, 2021b), la meta estratégica del país es abandonar los combustibles fósiles y sustituirlos por energías renovables (convencionales y no convencionales). Sin embargo, el objetivo del PDES 2021-2025 no es consistente con las políticas desplegadas en la industria eléctrica del país. Se registra un avance paulatino en la incorporación de plantas de generación de ERNC (bajo el desarrollo de ENDE), pero no una planificación sistemática y optimizada para desplegar los grandes recursos renovables convencionales con los que cuenta Bolivia. Estos han sido identificados como proyectos hidroeléctricos de mediano y gran porte para aprovechar, al menos parcialmente, el enorme potencial que tiene el país con este recurso y que se ha estimado en valores cercanos a 9 GW de capacidad instalable y una producción del orden de los 58 teravatios hora (TWh) por año.

Los proyectos identificados incluyen algunas plantas hidroeléctricas de gran capacidad localizadas en la cuenca amazónica (ríos Abuná, Beni y Mamoré principalmente) y la del Plata (ríos Pilcomayo y Bermejo)<sup>7</sup>, caracterizada por aspectos de alta sensibilidad en áreas temáticas, como la energética, la ambiental y la social, por el manejo de los recursos hídricos<sup>8</sup>.

Paralelamente, se ha publicado el Decreto Supremo N.º 4794 (Gobierno de Bolivia, 2022), que establece el objetivo de realizar un uso eficiente de los combustibles fósiles en la producción de energía eléctrica y modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes. En virtud de ese decreto,

<sup>7</sup> De acuerdo con estudios previos, existen cuatro principales megaproyectos: 1) Chepete y El Bala, en el río Beni; 2) siete hidroeléctricas en el río Grande (entre Santa Cruz y el departamento de Chuquisaca, de las cuáles Rositas era la primera en construirse (las otras son Seripona, Las Juntas, Ocampo, Peña Blanca, Cañahuecal y La Pesca); 3) la hidroeléctrica binacional en el río Madera, entre Bolivia y Brasil; y 4) Cachuela Esperanza, casi en la desembocadura del río Beni.

<sup>8</sup> Recientemente se han desarrollado estudios con apoyo de instituciones multilaterales vinculados a la viabilidad técnico-económica de proyectos hidroeléctricos. En particular, el estudio "Apoyo al Proyecto de Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Brasil (RG-T3113) - Estudio de Planificación y Estudios Técnicos Preliminares del Proyecto de Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Brasil", con apoyo del BID y ejecutado por el Consorcio MRC/Universidad de Comillas/SIGLA, analiza puntualmente el proyecto binacional de Madera (5.500 MW) y Chepete (2.000 MW). Por su parte, anteriores estudios financiados por CAF y el Fondo OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID), elaborado por la consultora POYRI y con apoyo técnico del MHE, CNDC y ENDE, identificaron 216 nuevos proyectos hidroeléctricos para Bolivia, que podrían aportar unos 1.500 MW.

los consumidores industriales deben priorizar el consumo de electricidad generada por el SIN frente al gas natural de red.

Lo anterior indica que Bolivia se encuentra en un proceso de sustitución del GN para la generación de electricidad por renovables, particularmente hidroelectricidad, aunque manteniendo cierta proporción en el corto plazo (2025).



## Planeamiento y regulación sectorial

### ► Planificación energética y eléctrica

La posición del Gobierno boliviano respecto a planeamiento energético se encuentra en el documento Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025 (Gobierno de Bolivia, 2021b), publicado por el Ministerio de Planificación y Desarrollo. En él se establece una transición en sectores estratégicos: el de hidrocarburos se dirige hacia la maximización de los excedentes; el de energía, hacia fuentes energéticas renovables; y el de minería, hacia un mayor uso de tecnologías y criterios de optimización.

Por otro lado, la planificación eléctrica se plasma en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, de tipo indicativo, preparado por el MHE y publicado en 2014. Del mismo, se extrajeron, entre otras, las metas indicadas en el apartado “Energías renovables no convencionales”.

Pese a lo anterior, no se identifica en Bolivia un proceso de planificación sistemática bajo arreglos institucionales específicos y con el propósito de proyectar un abastecimiento energético económicamente optimizado para el país. La realidad indica que, actualmente, la ausencia de dicha planificación ha llevado a la ya mencionada sobreinversión en el sistema eléctrico.

El desarrollo de una metodología de planificación que se aplique sistemáticamente en Bolivia, particularmente en los segmentos de generación y transporte eléctrico, puede traer beneficios en dos sentidos: el primero, desde el punto de vista de las previsiones y la elección de las alternativas de menor costo a mediano y largo plazo; el segundo, en lo que respecta a la organización y el ordenamiento de los objetivos de descarbonización y la aplicación de nuevas tecnologías de transición energética para procesar el cambio de su matriz energética.

### ► Generación distribuida

A través del Decreto Supremo N.º 4477 (Gobierno de Bolivia, 2021a), se han establecido las condiciones para incorporar los sistemas de generación distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica y para la retribución a los usuarios-generadores por la energía inyectada a las redes. En este sentido el organismo regulador, la AETN, ha emitido una serie de procedimientos entre los que se destacan:

- ▶ La Resolución AETN N.º 488/2022, del 2 de septiembre de 2022, correspondiente al “Procedimiento para la determinación de la retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la actividad de generación distribuida”.
- ▶ La Resolución AETN N.º 485/2022, del 11 de agosto de 2021, correspondiente al “Procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia”.

### ► Almacenamiento con baterías

No se verifican en la actualidad regulaciones o políticas por parte del MHE tendientes al desarrollo de capacidad de almacenamiento eléctrico con baterías, sean en sistemas conectados a la red (*on-grid*) o a nivel de usuarios finales (*behind-the-meter*).



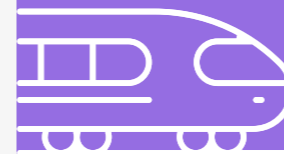
## Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia finalizadas recientemente o en curso, se destacan varias del Banco Interamericano de Desarrollo (BID):

- ▶ Desarrollo de la Eficiencia Energética en Sistemas de Alumbrado Público en Bolivia (BID, s.f.), cuyo objetivo es la implementación de medidas de eficiencia energética en los sistemas de alumbrado público. Con ello, se pretende reducir el consumo y el gasto de energía eléctrica de dichos sistemas mediante la sustitución de luminarias convencionales por tecnología LED y la incorporación de tecnologías digitales.
- ▶ Programa de Electrificación Rural (BID, s.f.). Es un proyecto dirigido a incrementar el acceso al servicio básico de energía eléctrica en las áreas rurales, promover su uso productivo en esas mismas áreas con un enfoque de género y fortalecer la capacidad institucional para la planificación de las inversiones de electrificación rural.
- ▶ Inteligencia de datos para la planificación energética (BID, s.f.). Su objetivo es apoyar el diseño de un ecosistema de datos energéticos en las instituciones del sector, la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas de alumbrado público y de aplicaciones como la medición inteligente, la telegestión y el análisis de datos para incrementar la eficiencia energética.
- ▶ Apoyo para la Revisión del Modelo Económico de la Industria Eléctrica en Bolivia (BID, s.f.). Con él se busca apoyar al Gobierno en la revisión del modelo económico de la industria eléctrica y de la estructura funcional del sector, así como en la elaboración de una propuesta de marco normativo actualizado con su respectiva reglamentación.

En Bolivia, se observa una clara intención de fortalecer las capacidades institucionales y mejorar la regulación y el modelo económico existente, con el objeto de acometer la transición energética incorporando un enfoque de género y de incremento en los niveles de cobertura del servicio de energía eléctrica.

Las iniciativas se encuentran en línea con el objetivo de cerrar brechas planteadas en los subapartados anteriores, en términos de planificación de las redes eléctricas y ausencia de marcos regulatorios para la promoción de actividades como la electromovilidad.



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 logre cumplir con sus objetivos de descarbonización de largo plazo. Para eso, 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 en los sistemas, es decir, estimar la llamada prima verde de los planes de expansión.

El cuadro 4.1 muestra los objetivos de descarbonización hasta 2030 y 2050 de los países de América Latina y el Caribe analizados en el presente estudio. Este incluye 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 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 ello, 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 este pronóstico. Para preparar 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.

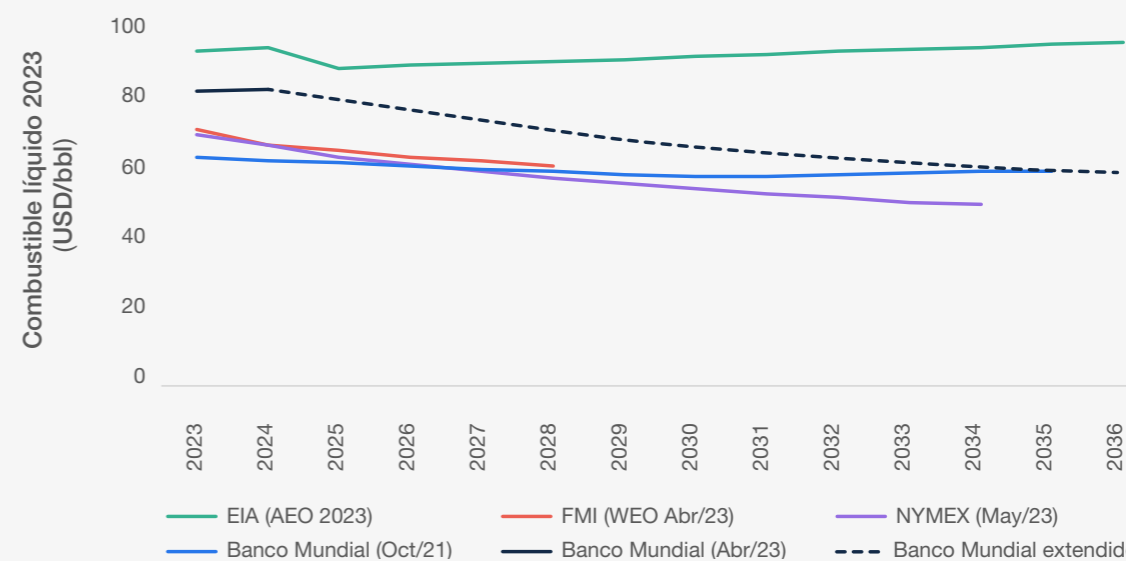
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar 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, los índices internacionales de costos de los combustibles son ampliamente reconocidos y utilizados en los mercados energéticos, lo que mejora la transparencia y credibilidad en las proyecciones de precios. En general, la incorporación de índices internacionales en las perspectivas de precios puede mejorar la precisión y confiabilidad de las proyecciones al capturar tendencias y dinámicas del mercado más amplias.

## ▶ Proyección de los precios de 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. 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, el último valor de proyección (2035) se mantiene constante en términos reales.

GRÁFICO 4.1

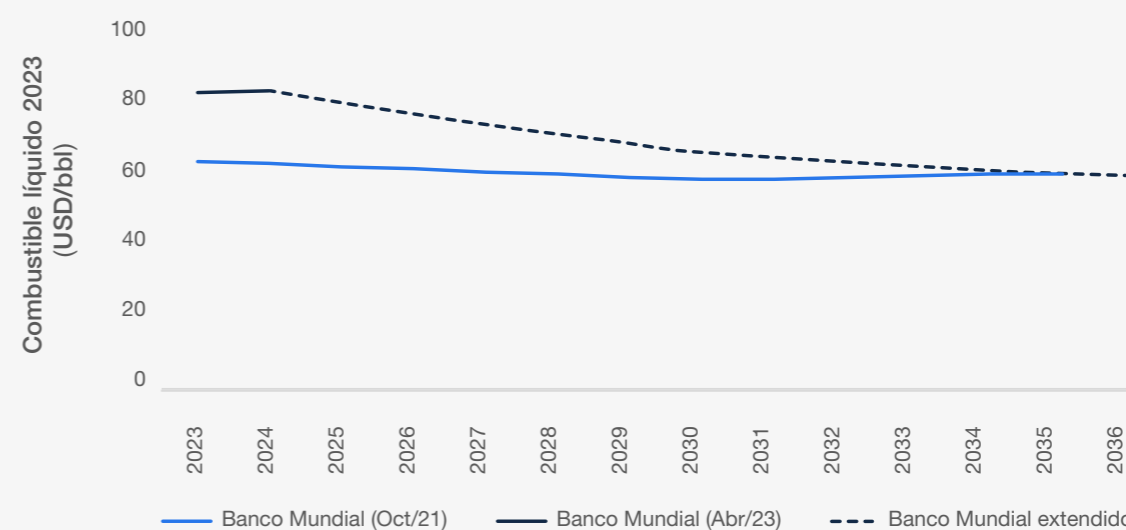
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



Fuente: 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: Elaboración propia con datos del 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 combustibles (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

En Bolivia, el precio del gas natural está regulado, de manera que se aplica un techo a la venta de este producto energético a los consumidores locales. En particular, la regulación del gas natural utilizado para la generación termoeléctrica se remonta a finales del siglo XX. De esa normativa, destaca la publicación del Decreto Supremo 26037 en el año 2000 (Gobierno de Bolivia, 2000). Este decreto creó un régimen especial para el gas natural utilizado en la generación térmica por el que se limitaba el precio de venta a nivel nacional a USD 1,3 por mil pies cúbicos (MCF, por sus siglas en inglés)<sup>9</sup>. Aunque desde entonces se han emitido otras regulaciones que han alterado o revocado temporalmente dicho decreto, el máximo teórico de 1,3 USD/MCF (CNDC, 2024b) sigue siendo el principal factor limitante del precio del gas natural destinado a las centrales termoeléctricas. En este estudio, se adopta esta premisa hasta el año 2029, de acuerdo con las evaluaciones realizadas por el MHE.

Para la indexación de los precios del gas natural a partir del año 2030, se ha utilizado 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.

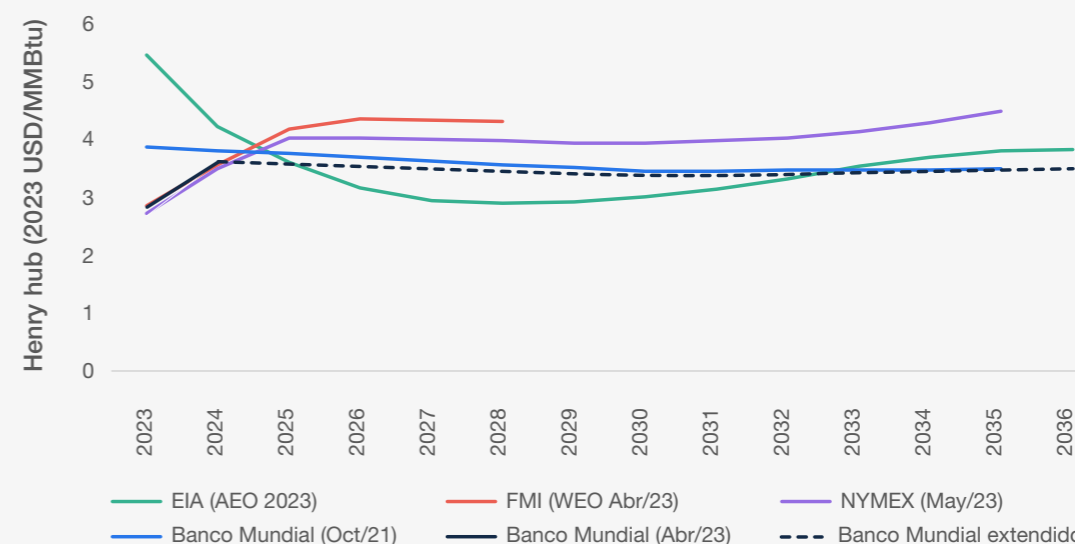
Para el cálculo del precio final del gas natural, se deben sumar al precio del Henry Hub (HH) algunos costes adicionales, como licuefacción, transporte y regasificación. Se sugiere considerar que estos costos adicionales representan

<sup>9</sup> El valor de 1,3 USD/MCF es aproximadamente igual a 1,3 USD por cada millón de unidades térmicas británicas (MMBtu).

4,5 dólares por millón de unidades térmicas británicas (USD/MMBtu) más el 115 % del precio del gas natural HH.

GRÁFICO 4.3

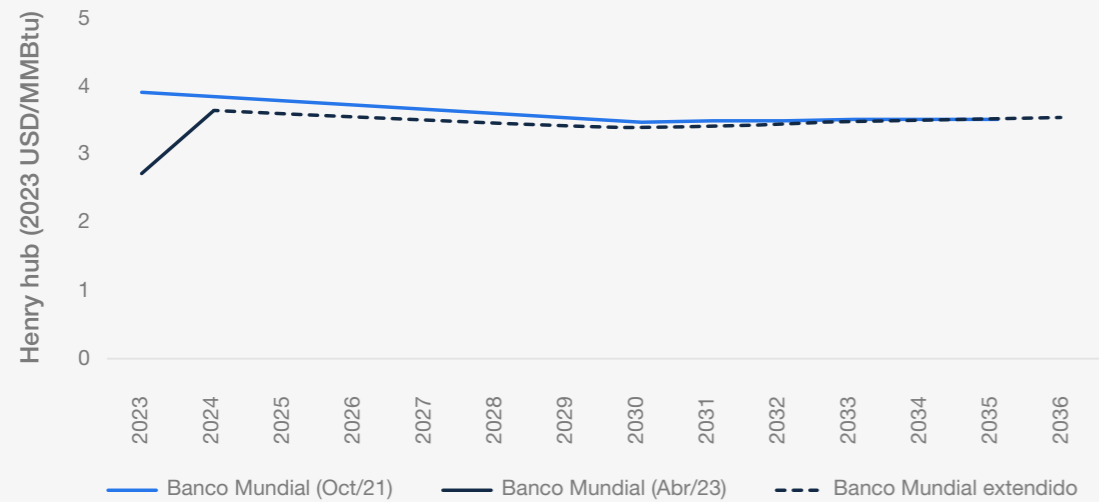
Proyección de los precios Henry Hub



Fuente: Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.4

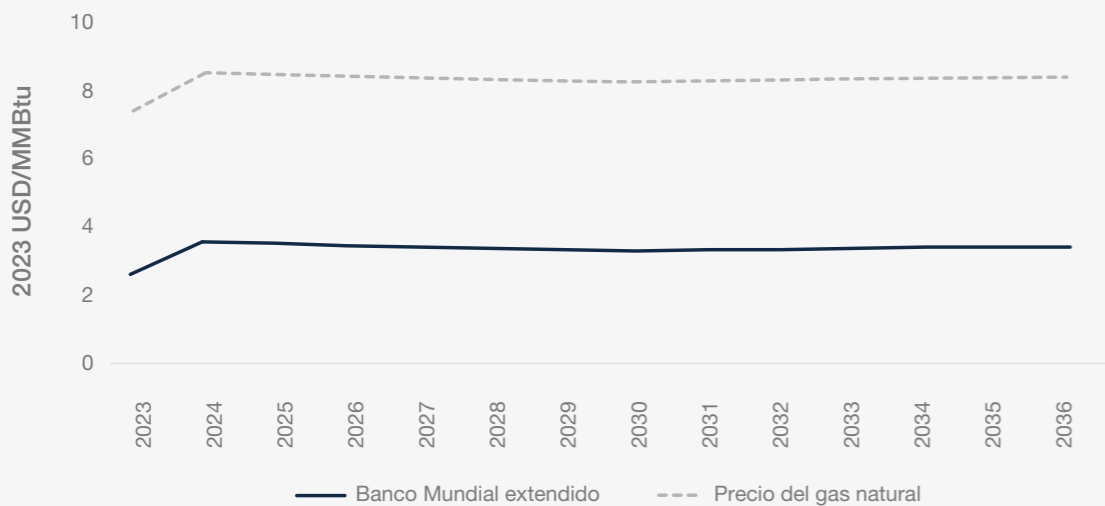
Proyección de precios del gas adoptada en este estudio



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

GRÁFICO 4.5

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

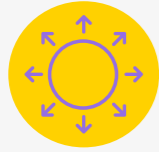


Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).



**Bolivia se encuentra en un proceso de sustitución del GN para la generación de electricidad por renovables, particularmente hidroelectricidad, aunque manteniendo cierta proporción en el corto plazo (2025).**





## 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 estos candidatos, como, 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 del primer candidato 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

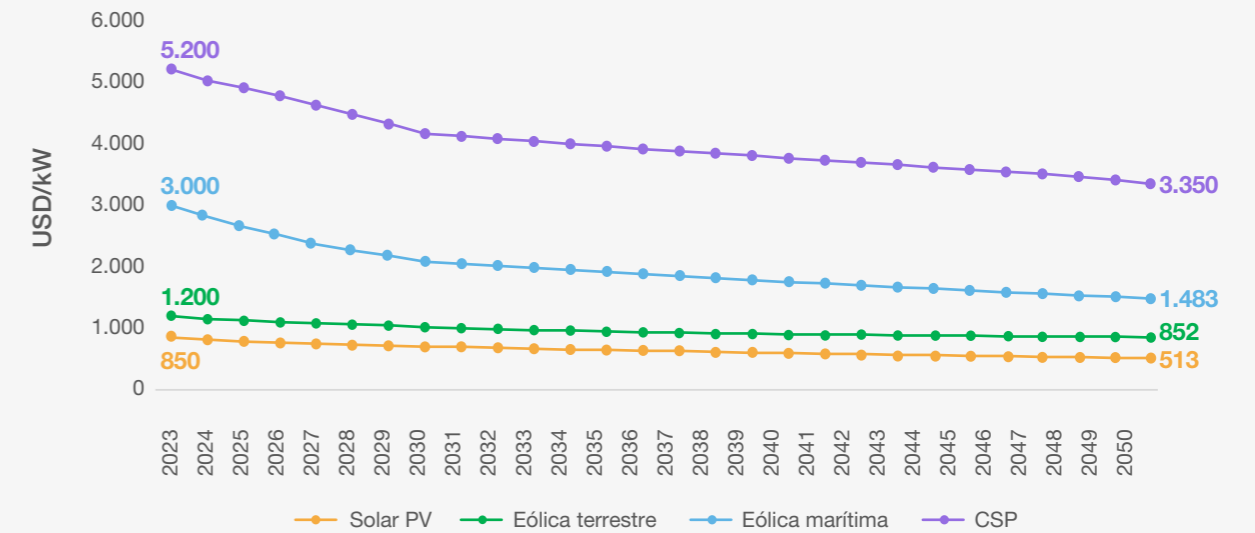
PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marina	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (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 ha adoptado 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 fueron elaboradas con base en informes de reconocidas instituciones, como 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 4.6

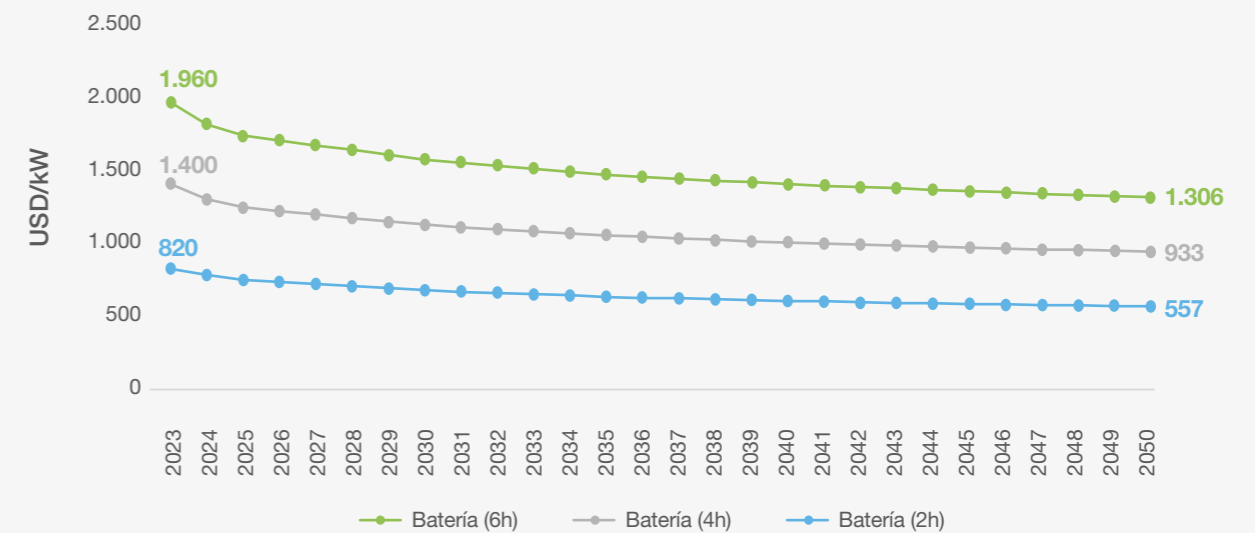
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



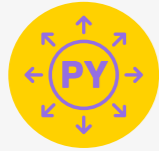
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.7

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

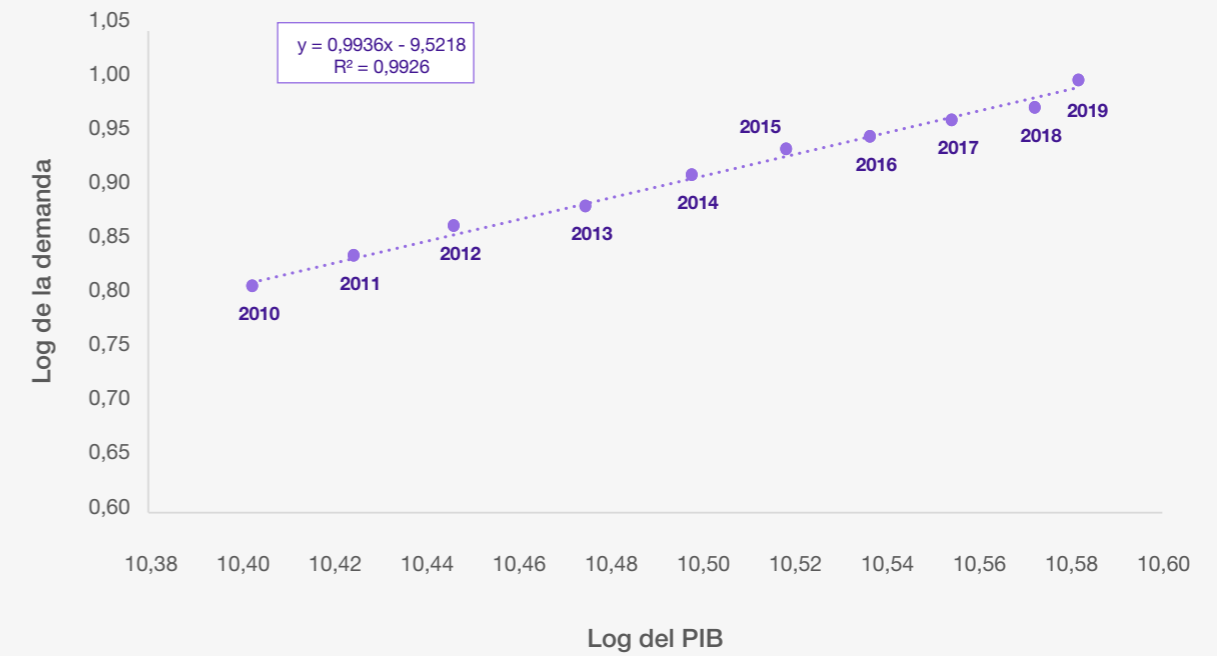
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico boliviano, tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

### ► Demanda potencial

Como se indica 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 2010 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. En el caso de Bolivia, la elasticidad estimada fue de 0,9936, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

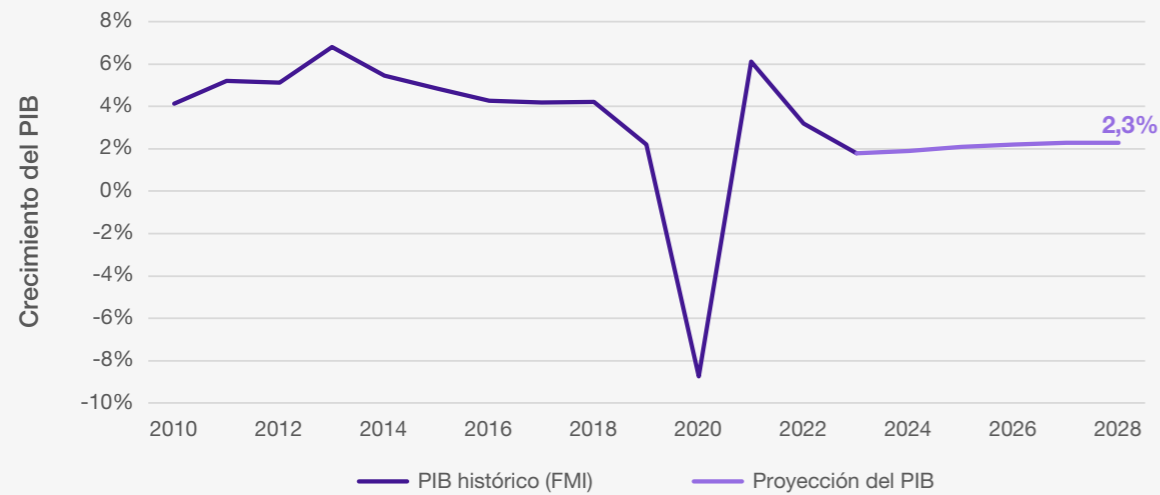


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utilizó como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.9 muestra la evolución del PIB boliviano, el cual crecerá aproximadamente el 1,8 % en 2023 y un valor promedio del 2,3 % a partir de 2027. Además, es notable la significativa disminución del crecimiento del PIB en 2020 debido a la pandemia de COVID-19. El pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028. Para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, observando también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 2,3 %.

GRÁFICO 4.9

Crecimiento y proyección del PIB

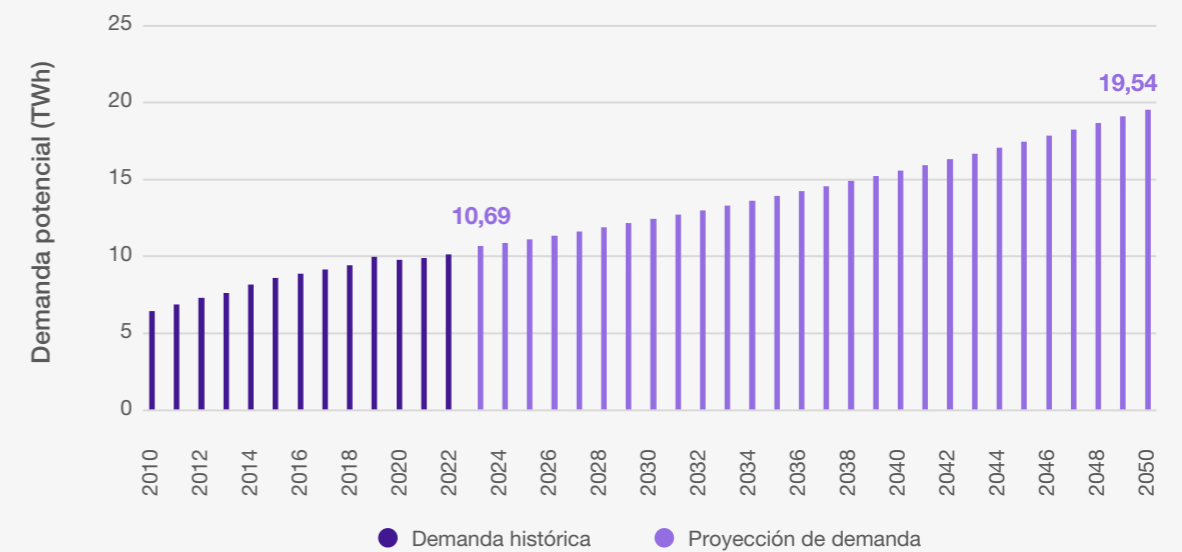


Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estimó la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte fue de aproximadamente el 2,3 %, dada una elasticidad muy cercana a 1 para el caso de Bolivia, lo cual refuerza la idea de que la demanda y el PIB crecen a una tasa muy similar. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 83 % entre los años 2023 y 2050. El gráfico 4.10 presenta la proyección de crecimiento de la demanda en Bolivia para los años considerados.

GRÁFICO 4.10

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



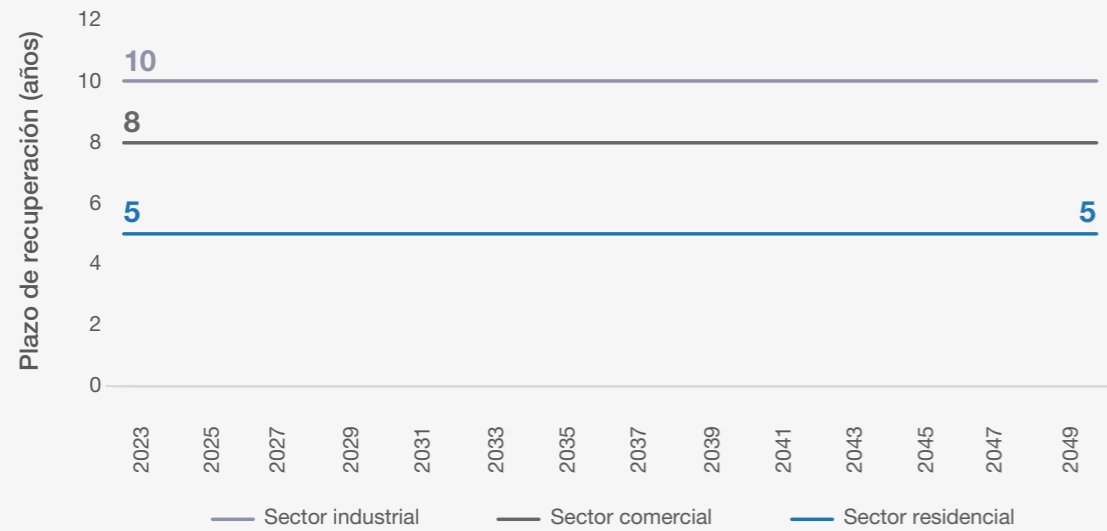
Se puede observar que, a lo largo de casi todo el horizonte temporal, Bolivia presenta un aumento en su demanda potencial. La única disminución se registra entre 2019 y 2020, momento en que comenzó la crisis sanitaria del COVID-19.

### ► Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de supuestos”, en el apéndice 8, la proyección de la generación distribuida (GD) se estimó 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). El gráfico 4.11 presenta la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía boliviana.

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida



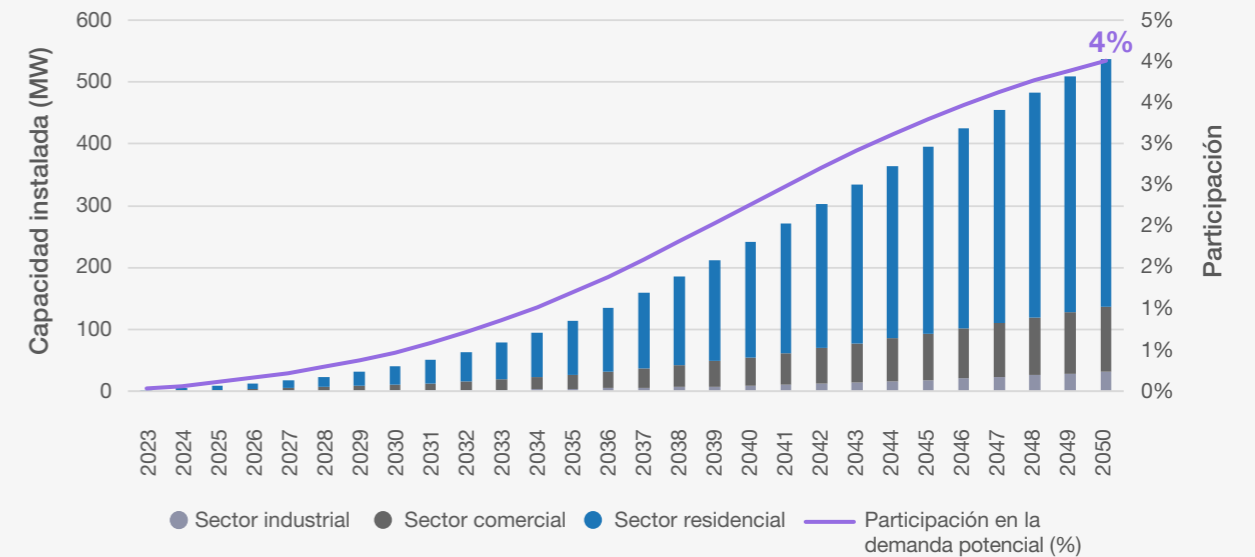
Fuente: Elaboración propia con con datos de PNUMA (2022).

Debido a los valores tarifarios aplicados a los consumidores locales, existe muy poco incentivo para la adopción de GD en Bolivia, donde, hasta la fecha de realización de este estudio, no existían registros históricos de la participación de este tipo de generación en su capacidad instalada total. Esta situación puede explicarse porque la generación distribuida es un tema relativamente reciente en este país: el Decreto Supremo N° 4477 que introduce la regulación de la GD se aprobó solamente en marzo de 2021 .

En el gráfico 4.12 se puede observar la proyección de la capacidad instalada de GD entre 2023 y 2050, resaltando la gran participación del sector residencial en estos valores. Tal protagonismo se explica por el bajo plazo de recuperación presentado en el horizonte de estudio y por el mantenimiento de este valor desde 2023 hasta 2050 (gráfico 4.11). Dado que el país no alcanza un nivel de participación del 5 % a lo largo del horizonte temporal, no hay cambio en el *payback* de largo plazo.

GRÁFICO 4.12

Curva de adopción de la generación distribuida



## Electromovilidad

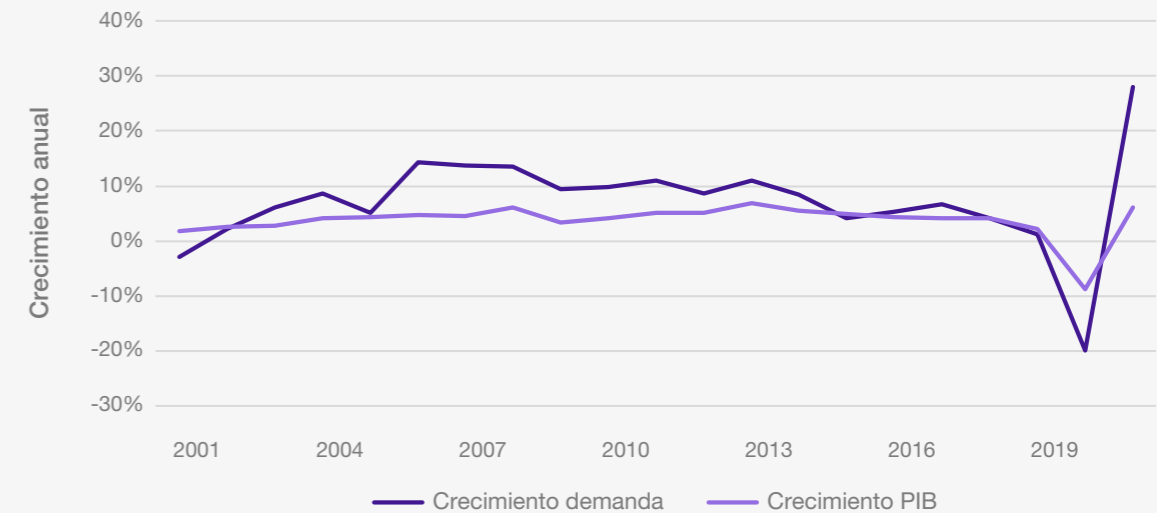
En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adoptó una estrategia descendente (*top-down*) para proyectar la demanda del sector del transporte en el país y una premisa para el porcentual de consumo de electricidad en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional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

Como punto de partida se realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de la demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre los años 2000 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.13. A partir de estos datos, es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

El objetivo del país es cubrir el 75 % del consumo de electricidad doméstico utilizando fuentes limpias de generación, como la eólica, solar e hidroeléctrica.

GRÁFICO 4.13

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

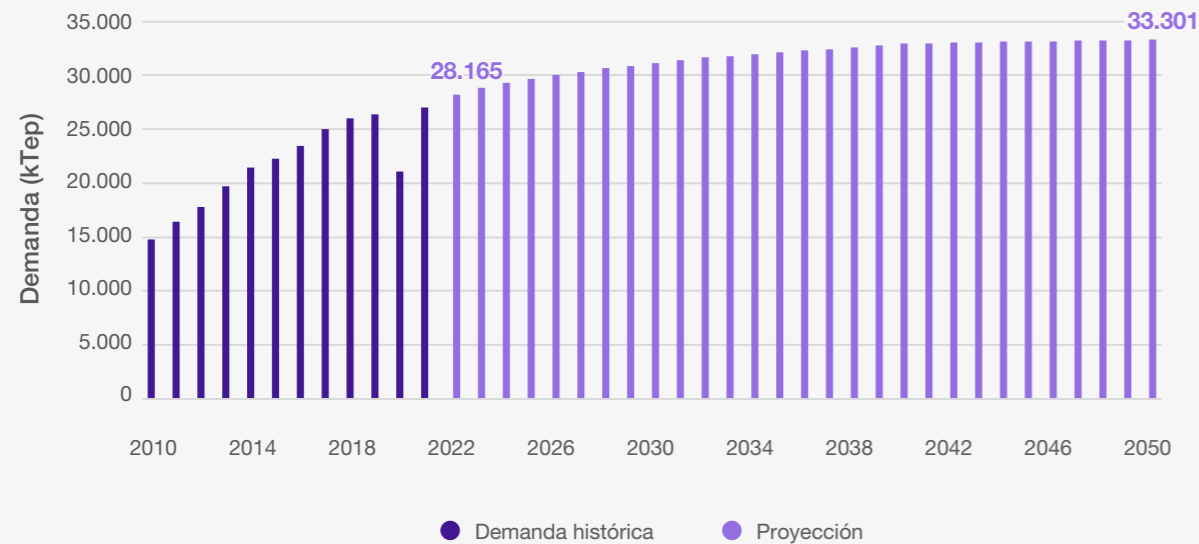


Fuente: Elaboración propia con datos del MHE (2022a) y BM (2022b).

Como muestra el gráfico 4.14, se estima un incremento promedio de la demanda del 2,8 % para el sector del transporte boliviano, con un crecimiento acumulado del 112 % entre 2023 y 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluyendo los combustibles líquidos.

GRÁFICO 4.14

Proyección de la demanda en el sector del transporte



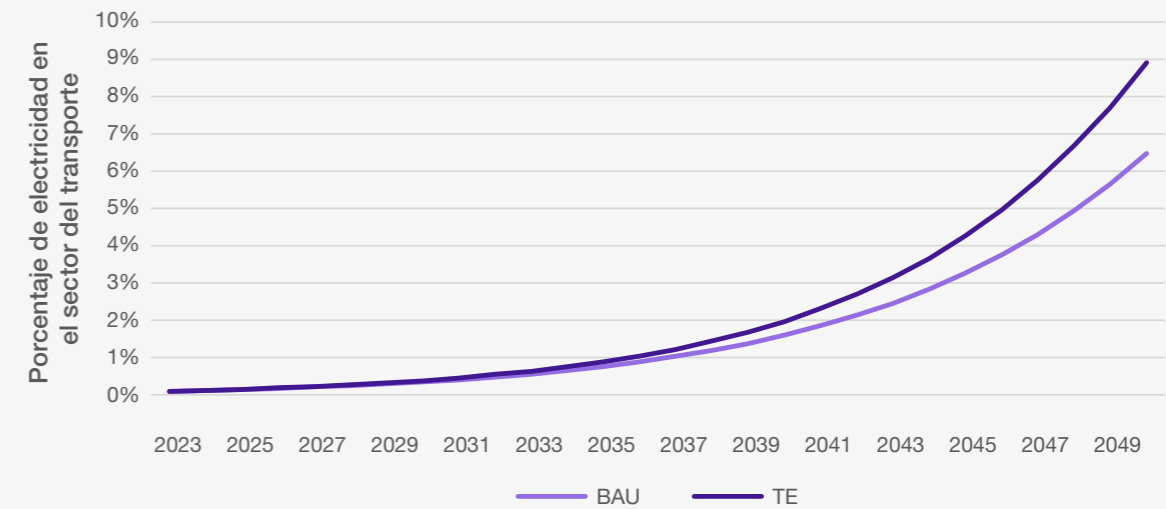
Fuente: Elaboración propia con datos del MHE (2022a) y BM (2022b).

Bolivia presenta un porcentaje muy bajo de consumo de energía eléctrica en el sector del transporte hasta el año 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,06 % de su demanda total. Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo que presenta un retraso de 10 años con relación a las metas de electrificación de IRENA (presentadas en el apéndice 8) para el caso de TE y 15 años para el caso de BAU.

En el gráfico 4.15 se muestra la curva de adopción que indica el porcentaje de demanda del transporte que se adoptará en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que Bolivia alcance un consumo de electricidad equivalente al 9 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de transición y al 6,5 % en el caso de BAU hasta 2050 y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.15

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



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.16. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 38 % superior a la demanda del caso de BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país, pero en 2023 no es tan significativo (gráfico 4.16). Estos valores reflejan una participación en la demanda por electricidad igual al 26 % en el caso de TE y al 18 % en el caso de BAU para el año 2050. Una de las principales razones de la alta participación proviene del hecho de que el sector del transporte en Bolivia tiene un alto consumo de energía, aproximadamente 4,5 veces mayor que el sector eléctrico en el horizonte temporal.

GRÁFICO 4.16

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

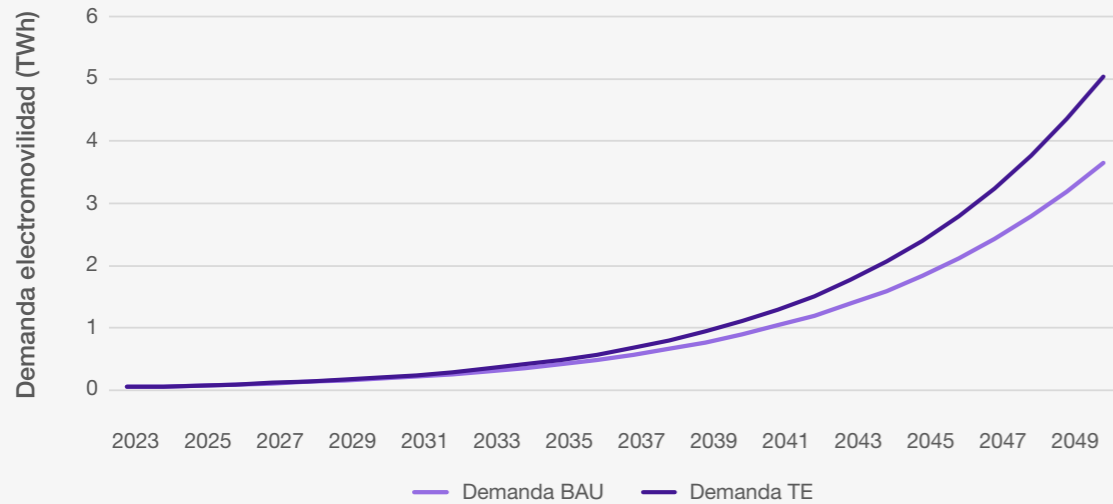
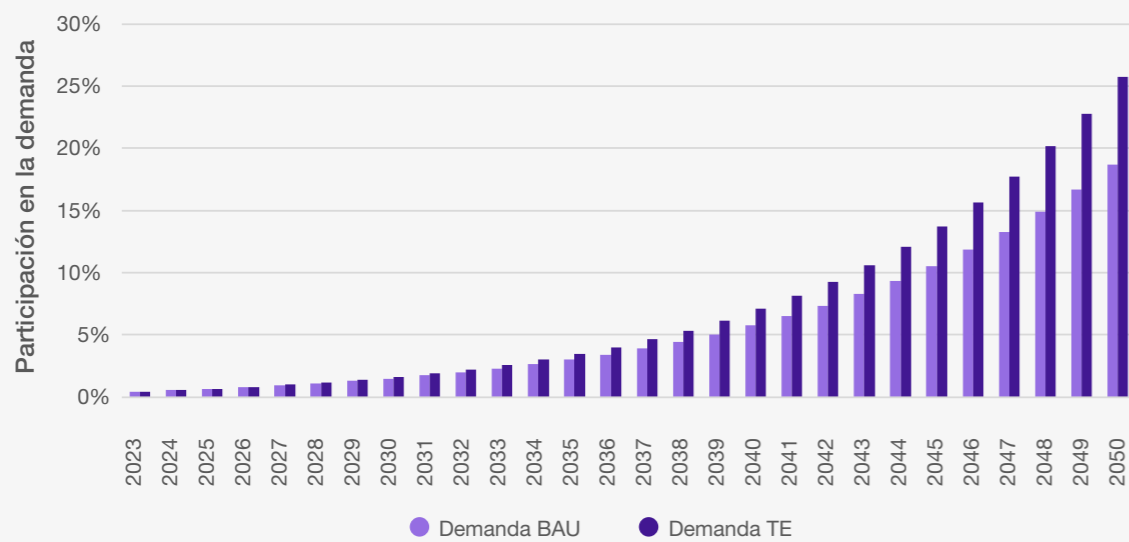


GRÁFICO 4.17

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial



### Hidrógeno verde

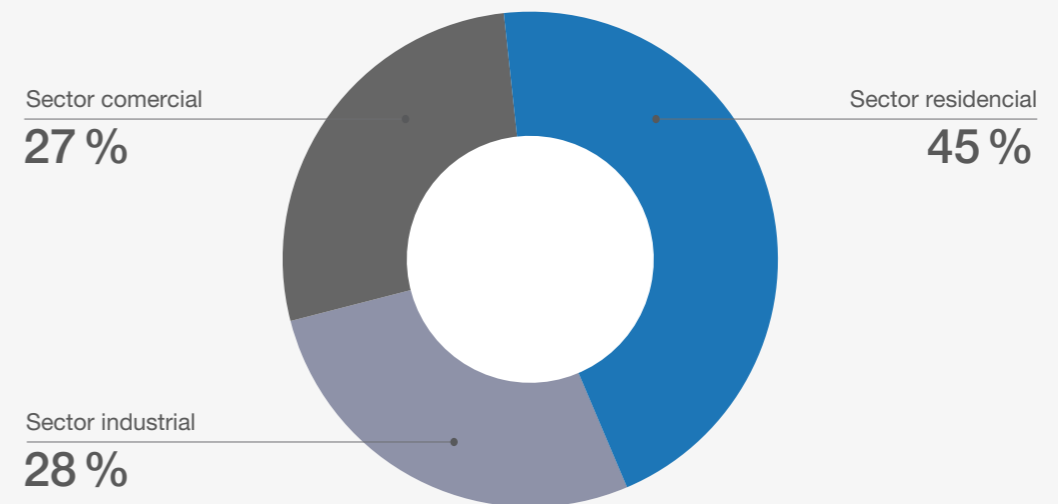
En Bolivia, no se tiene previsto el desarrollo de hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V) en el corto o mediano plazo y, por esta razón, no se incluye prospectiva del mismo.

### Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En el caso de Bolivia, el sector que más se destaca es el residencial, con aproximadamente el 45 % de la demanda total, seguido por los sectores industrial y comercial, que tienen una participación muy próxima, del 28 % y el 27 %, respectivamente.

GRÁFICO 4.18

Distribución de la demanda en los sectores de la economía boliviana



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

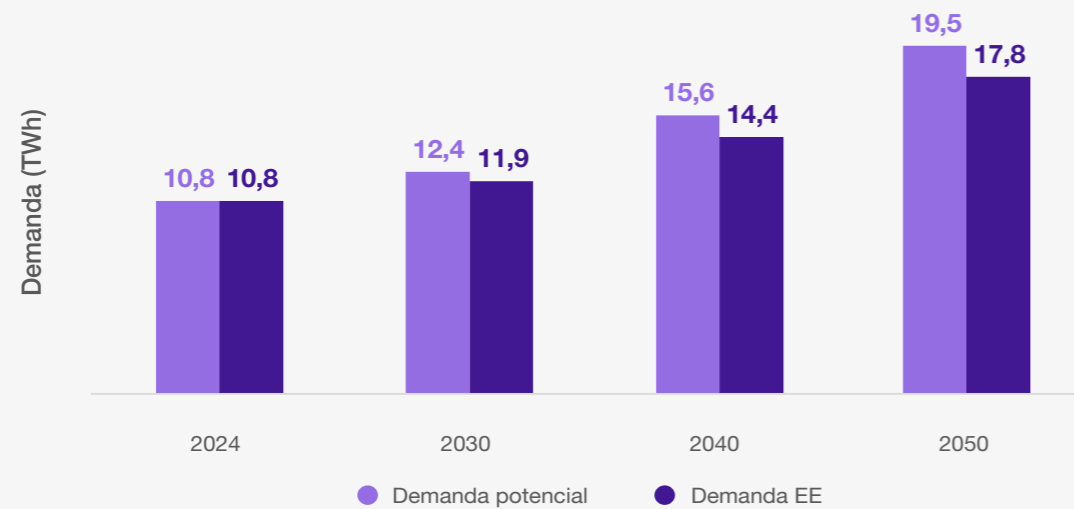
Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar una reducción de hasta el 9 % con relación a la demanda potencial de 2050, equivalente a aproximadamente 1,8 TWh (cantidad de energía equivalente



a una producción anual de 510MW de parques eólicos, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %).

GRÁFICO 4.19

Proyección de las ganancias de eficiencia

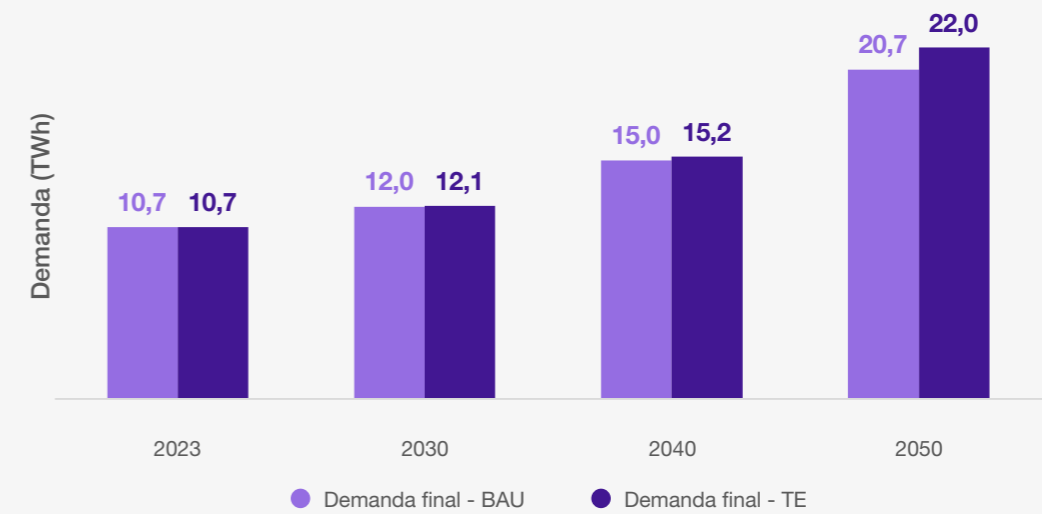


## ► Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico boliviano. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.20 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los dos escenarios en lo que concierne a electromovilidad (en Bolivia no considerará el escenario de hidrógeno verde) provocan una diferencia de aproximadamente el 6,7 % en la demanda del país en el año 2050.

GRÁFICO 4.20

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



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

El plan de expansión a corto plazo utilizado para simular el mercado eléctrico boliviano se basó en proyectos que (i) están en fase de construcción, o (ii) suficientemente avanzados y tienen una alta probabilidad de materializarse, según la información proporcionada por el CNDC.

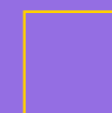
Cabe destacar que el Gobierno boliviano tiene como objetivo cubrir el 75 % del consumo de electricidad doméstico utilizando fuentes limpias de generación, como la eólica, solar e hidroeléctrica, a partir de mediados de la década de 2020. Por ello, se prevé la adición de varias centrales que producen energía a partir de estas tecnologías, especialmente en 2025. El cuadro 4.4 presenta un listado de los proyectos considerados a corto plazo.

CUADRO 4.4

Proyectos considerados en el corto plazo en el sistema boliviano

Año	Nombre del proyecto	Tecnología	Capacidad instalada (MW)
2024	Warnes 2	Eólica	20,6
2024	La Ventolera	Eólica	23,6
2024	Sehuencas (SEH)	Hidráulica	194,6
2024	Juntas (JUN)	Hidráulica	89,7
2025	Contorno Bajo	Solar	39,9
2025	Santivañez	Solar	62,4
2025	Vinto	Solar	124,7
2025	El Dorado 1	Eólica	156,8
2025	El Dorado 2	Eólica	52,9
2025	Umapalca (UMA)	Hidráulica	83,9
2025	Palillada (PLD)	Hidráulica	116,9

5



# Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Bolivia



» El presente capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Bolivia tanto en el caso de BAU como en el caso 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 escenarios.



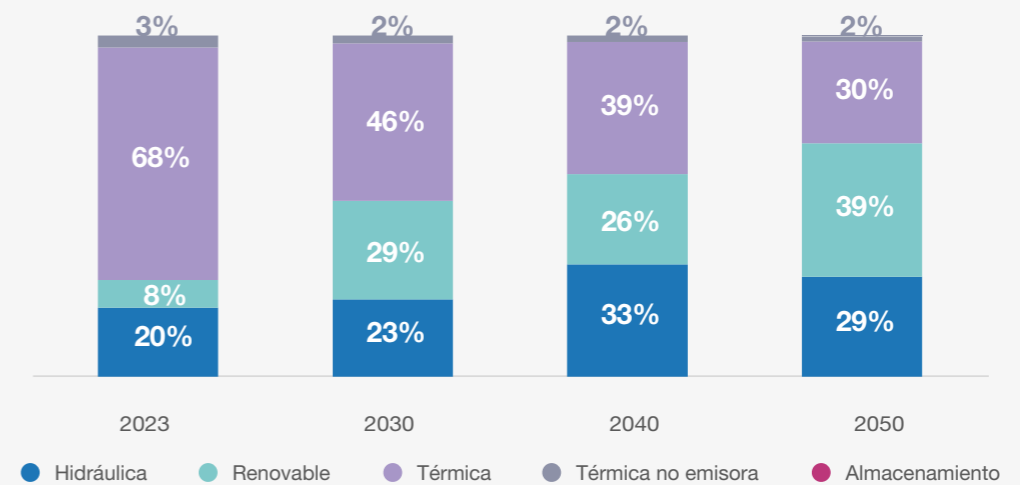
## Caso de BAU

### ► Expansión de la generación

Bolivia posee ubicaciones con gran potencial renovable, especialmente para la energía eólica. En este escenario, las plantas renovables inician un desarrollo considerable en el medio plazo al cambiar el régimen de precios del gas natural aplicado a las centrales térmicas, que empiezan a considerar el coste de oportunidad a partir de 2030, cuando los precios en el mercado interno se asemejan a los del mercado internacional. En el largo plazo, las hidroeléctricas y baterías aumentan su participación en el sistema boliviano ante la necesidad de mayor flexibilidad.

GRÁFICO 5.1

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



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

En 2050, la canasta comprende también almacenamiento, pero su participación es tan solo del 0,3 %.

En el largo plazo, la tecnología dominante de la expansión son las renovables y las hidroeléctricas, aprovechando el potencial todavía no explotado. Con el cambio en los precios finales del gas natural, las centrales térmicas pierden competencia. Finalmente, se observa una expansión considerable de la fuente solar en los últimos años de la década de 2040, dada por la reducción de los costos de inversión de esta tecnología y eventuales restricciones al desarrollo de la fuente eólica, un recurso que en general se encuentra en regiones más alejadas del sistema.

En el **apéndice 1** de este reporte se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Bolivia, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

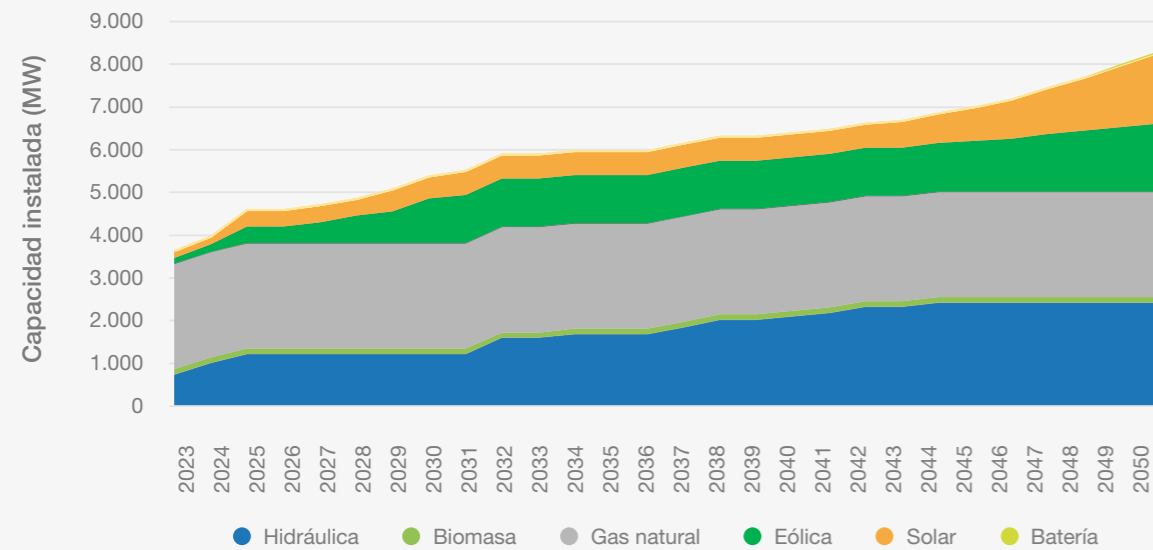
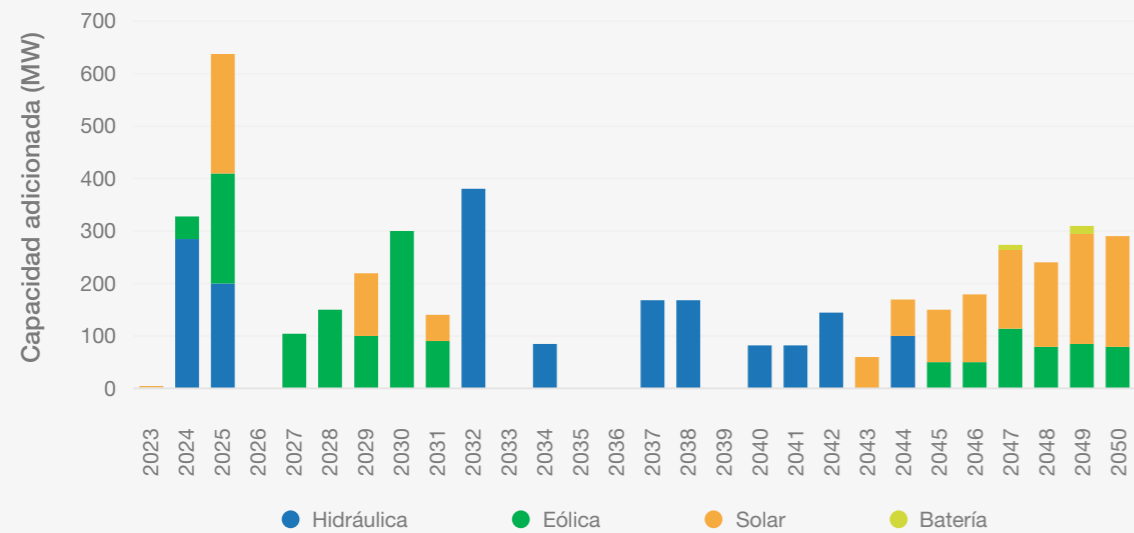


GRÁFICO 5.3

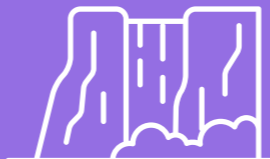
Adiciones de capacidad en el sistema boliviano en el caso BAU



## ► Perfil de generación

En este subapartado, se lleva a cabo un análisis detallado de la evolución de la matriz de generación del sistema en cuestión. Para ello, se han seleccionado el primer y último año del periodo evaluado, donde se presenta 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 BAU se encuentran detallados en el gráfico 2.1 del apéndice 2.

En los primeros años del estudio, las termoeléctricas de gas natural dominan la canasta de generación dado que los costos de este combustible son bajos y competitivos. Las centrales hidroeléctricas complementan la generación, especialmente durante el período húmedo (concentrado entre noviembre y



abril). Por otra parte, las centrales renovables presentan una participación más limitada, con porcentajes muy similares de las fuentes solar, eólica y de biomasa, esta última con un perfil de generación enfocado en el período de estiaje.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema boliviano en 2024

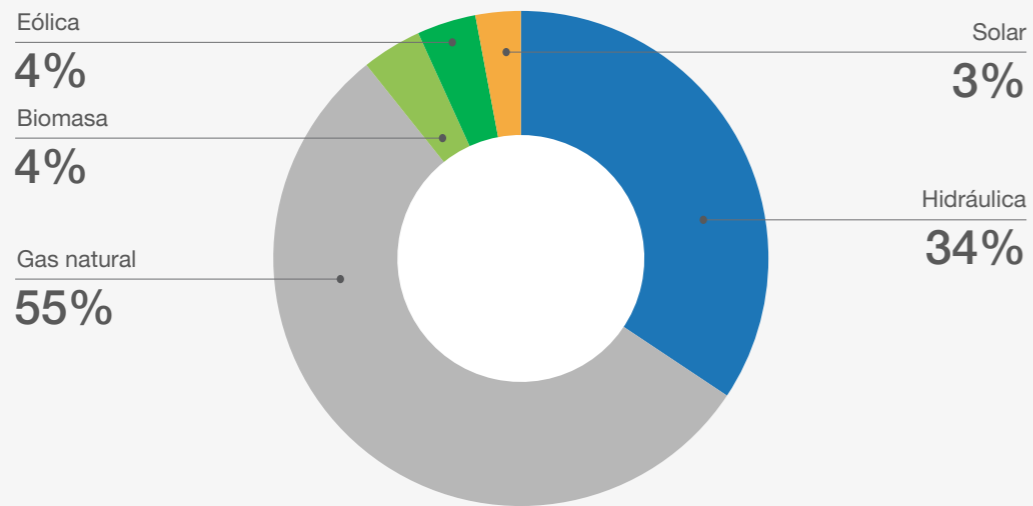
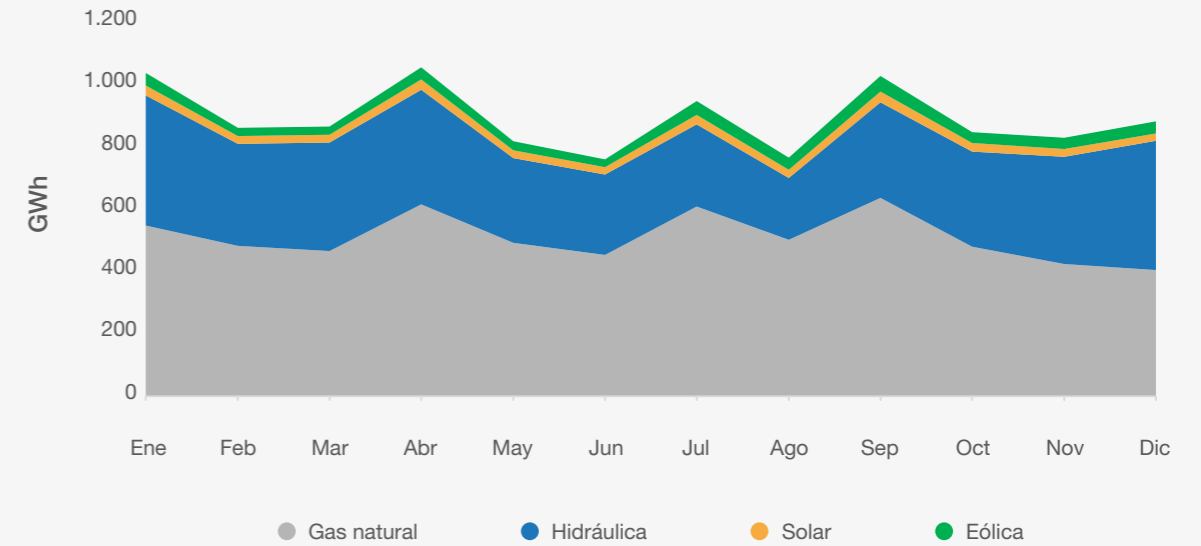


GRÁFICO 5.5

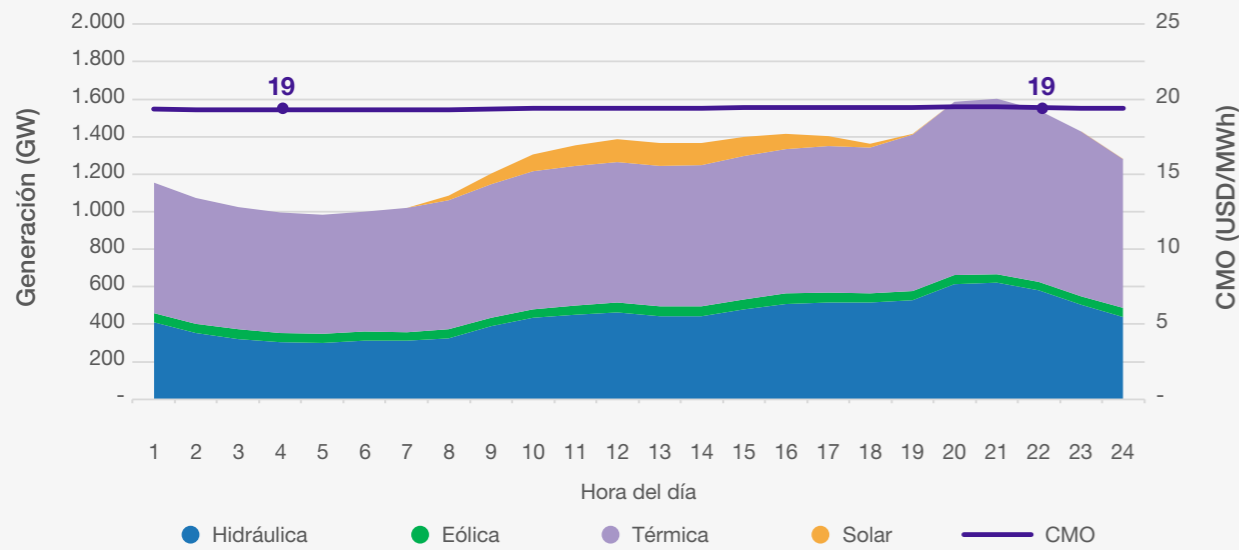
Perfil de generación mensual el año 2024 en el sistema boliviano



La combinación de una condición de sobreoferta sistémica y los precios bajos del gas natural aplicados a las centrales térmicas resultan en costos marginales extremadamente anclados en los costos variables de las centrales de ciclo combinado que usan ese combustible. En el gráfico 5.6 se presenta la canasta horaria promedio a lo largo de 2024. En él se observan las elevadas participaciones de las centrales termoeléctricas, que generan en la base, pero también utilizan su flota de generación para compensar la intermitencia de fuentes renovables y atender la demanda de punta. La elevada capacidad disponible de centrales térmicas con costos variables depreciables (dados los costos del combustible regulados) resultan en precios constantes y estables durante todo el día.

GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema boliviano en 2024



Este perfil de generación eléctrica experimenta cambios significativos a lo largo del estudio. Para el año 2050, tras la modificación del régimen de precios del gas natural del que se benefician las centrales térmicas y la consiguiente integración de las fuentes renovables no convencionales, que será considerable, la participación del GN se mantiene en niveles limitados, centrándose en los meses de estiaje. En contraste, las centrales hidroeléctricas adquieren mayor relevancia en la matriz energética, representando casi la mitad de la generación en ese año. Por último, las centrales de ERNC complementan la generación, con la energía solar y eólica contribuyendo el 17 % y el 27 %, respectivamente al total producido.

GRÁFICO 5.7

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

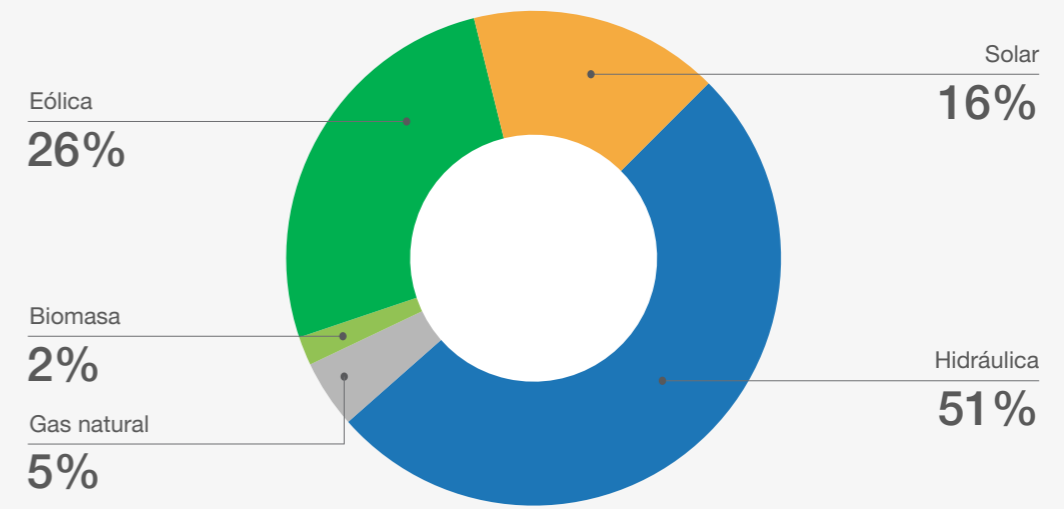
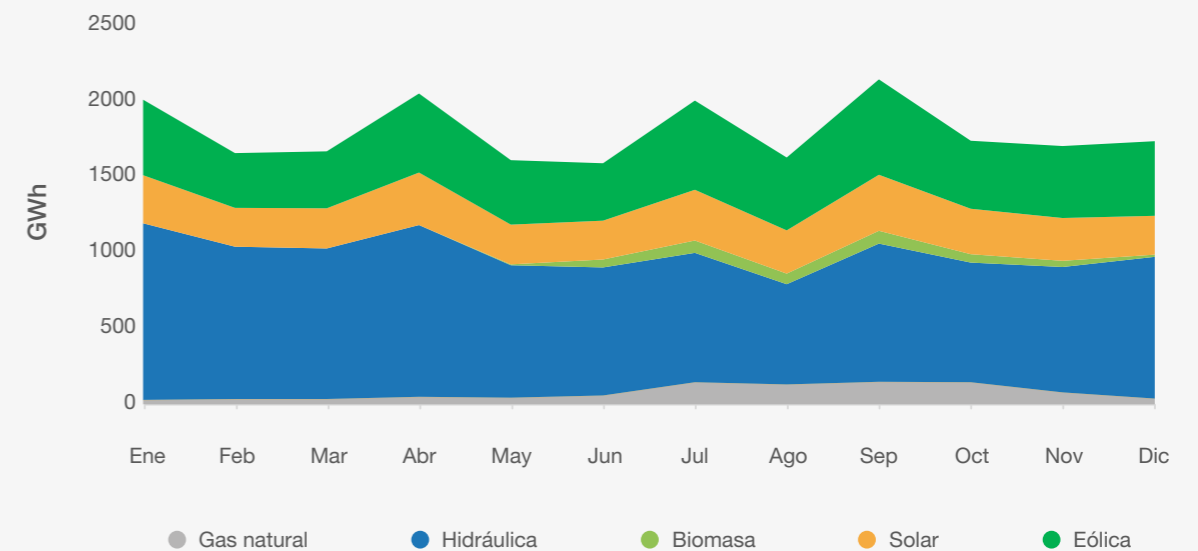


GRÁFICO 5.8

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



La masiva inserción de fuentes renovables, que poseen perfiles de generación variables durante el día, junto con los costos más altos aplicables a las centrales térmicas, resultan en un cambio significativo en la canasta de generación horaria.

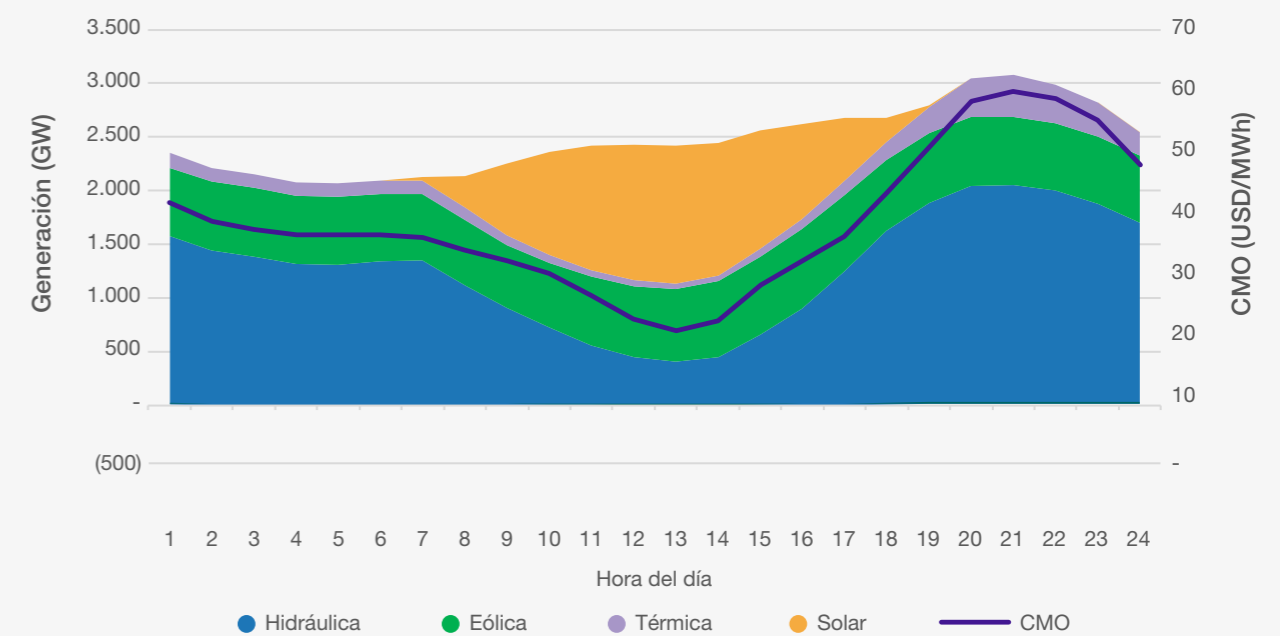
Al inicio, el incremento de participación de la fuente solar, que posee su generación concentrada en la mañana, requiere la flexibilidad del sistema — un servicio que brindan las centrales hidroeléctricas, las cuales disminuyen la generación en ese momento del día para incrementarla cuando la fuente solar reduce su producción—. En cuanto a las centrales térmicas, estas se enfocan en el suministro de la demanda por la noche, cuando la generación renovable disponible es más limitada.

La nueva característica del sistema, con un elevado porcentaje de fuentes renovables generando por la mañana y despachos de centrales térmicas por la

noche, crea un diferencial de precios significativo, con variaciones en niveles promedios de alrededor de 50 USD/MWh. Este nuevo paradigma proporciona una señal de inversión para las tecnologías de almacenamiento, que explotan esta diferencia de precios al cargar en los horarios con energía más barata y descargar en los momentos de punta del sistema. En este contexto, se observa una participación de baterías en el sistema, aunque a niveles limitados por la presencia de las centrales hidroeléctricas.

GRÁFICO 5.9

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



### ► Costos marginales

En el corto plazo, los precios en el sistema boliviano son extremadamente bajos, dadas las tarifas subsidiadas que se aplican a las termoeléctricas. Sin embargo, a partir de 2030, bajo la premisa de que el costo del gas será igual al valor cobrado en el mercado internacional, se observa un aumento en los costos marginales del sistema boliviano.

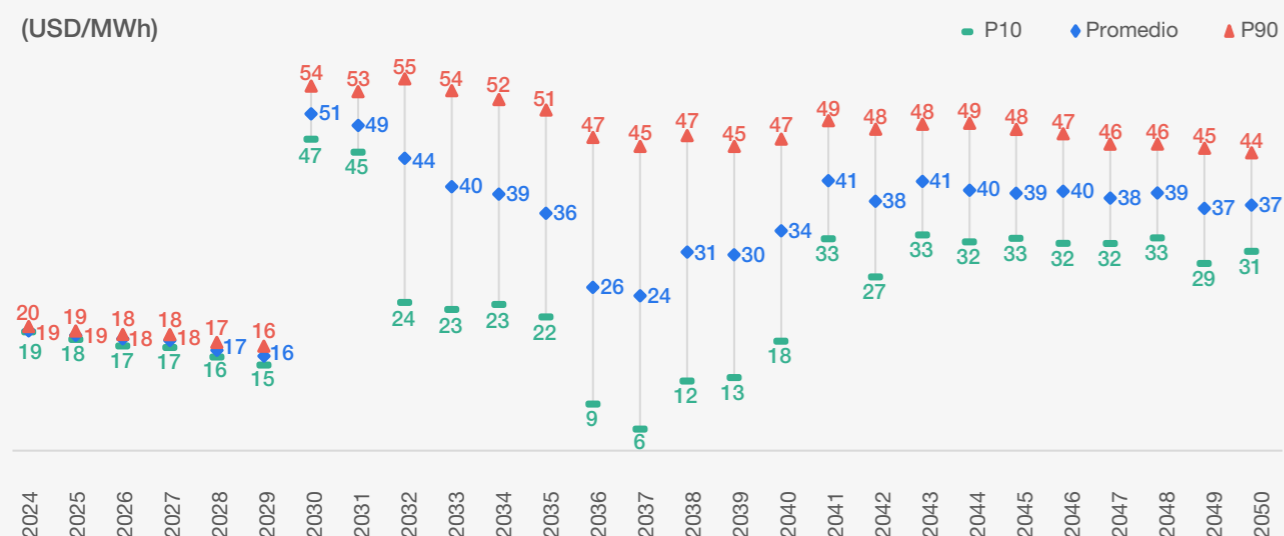


En el largo plazo, los costos marginales empiezan a estar alineados con los costos de inversión de las tecnologías renovables, quedándose en alrededor de 40 USD/MWh, con algunos valles ocasionales debido a la entrada de centrales hidroeléctricas de mayor tamaño. El gráfico 5.10 presenta la evolución de los costos marginales a lo largo de los años.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 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>10</sup>).

GRÁFICO 5.10

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



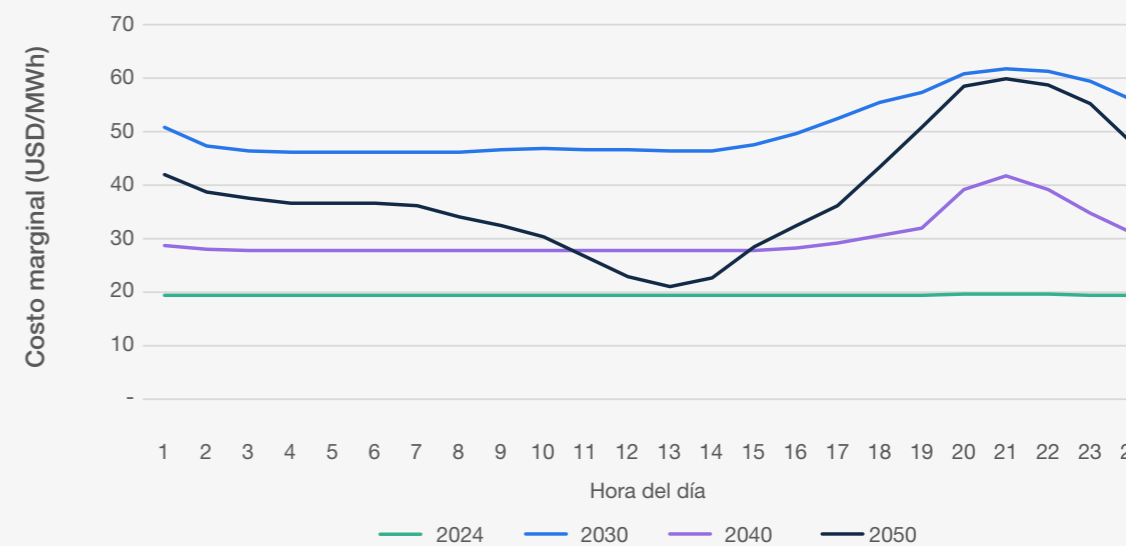
<sup>10</sup> En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa 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.

El gráfico 5.11 presenta el valor promedio de los costos marginales en cada hora del día para algunos años del estudio. La canasta de generación en el sistema boliviano experimenta transformaciones sustanciales con el transcurso de los años. En la primera década, la preeminencia del gas natural para cubrir la demanda y el bajo costo de generación de estas instalaciones conllevan costos marginales cercanos a 20 USD/MWh, manteniéndose relativamente estables a lo largo del día.

Hasta principios de la década de 2040, la introducción de la energía solar y la electrificación de la flota aún no generan variaciones significativas en los costos marginales a lo largo del día, con precios más estables debido a la gran preeminencia de las centrales hidroeléctricas y la aún limitada participación de las ERNC. Sin embargo, en los últimos años del estudio, cuando hay una mayor electrificación de la flota y las instalaciones solares representan casi el 25 % de la capacidad instalada del país, los costos marginales experimentan una notable reducción durante el día (debido a la generación solar), mientras que se observan aumentos en los periodos nocturnos y la madrugada (debido a que la generación solar disminuye a cero y aumenta la demanda por la recarga de baterías de los vehículos eléctricos).

GRÁFICO 5.11

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







## Caso de transición energética

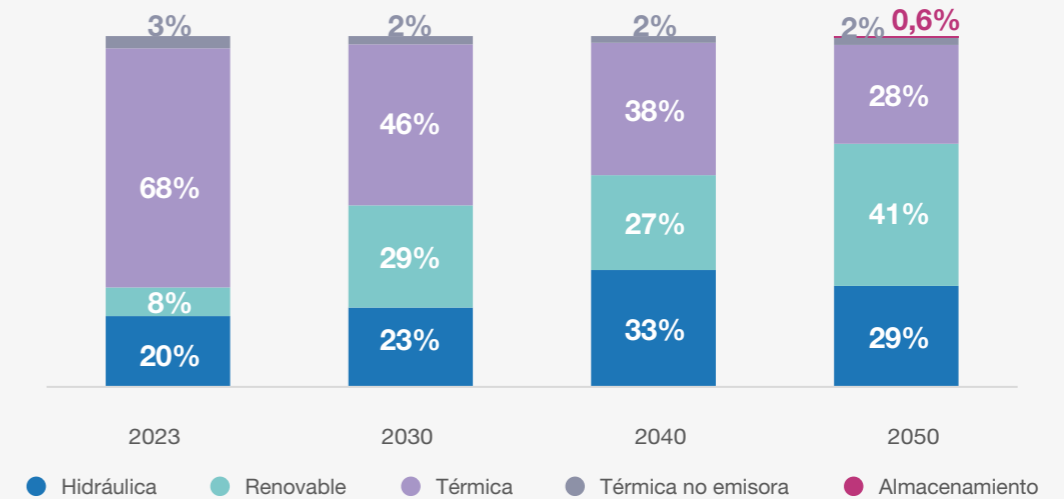
### Expansión de la generación

En el caso de transición energética, de forma similar a lo observado en el caso de base, se destaca la reducción de la participación de las centrales termoeléctricas. Dados los costes de desarrollo competitivos de las centrales renovables y el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico restante, se mantiene la tendencia hacia la descarbonización de la canasta de capacidad instalada del sector eléctrico boliviano.

En cuanto a la participación por tecnologías, se observa una distribución muy similar a la obtenida en el caso de base, donde ya existía un protagonismo de las centrales renovables y las hidroeléctricas. A finales de 2050, las renovables representan la tecnología más dominante (41 %, frente al 8 % del caso de base), seguidas de las centrales hidroeléctricas (29 %, en comparación con el 20 %).

GRÁFICO 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema boliviano



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

En términos de capacidad instalada por fuente, se distinguen tres etapas de protagonismo, similar a lo observado en el caso de base. En la primera década de estudio, la energía eólica domina la expansión, aprovechando los mejores puntos para el desarrollo de esta fuente. Posteriormente, el foco recae en el desarrollo de plantas hidroeléctricas, que puedan proporcionar energía limpia a costos competitivos para el sistema. Finalmente, en la última década del estudio, las plantas solares emergen como protagonistas, dominando la expansión y superando a la tecnología eólica en los últimos años.

GRÁFICO 5.13

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

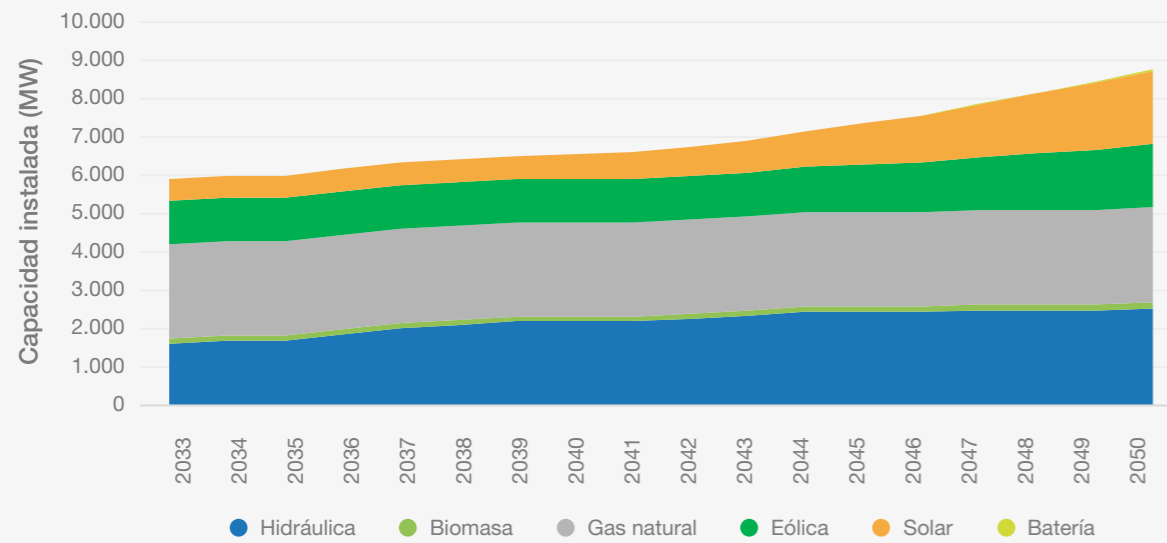
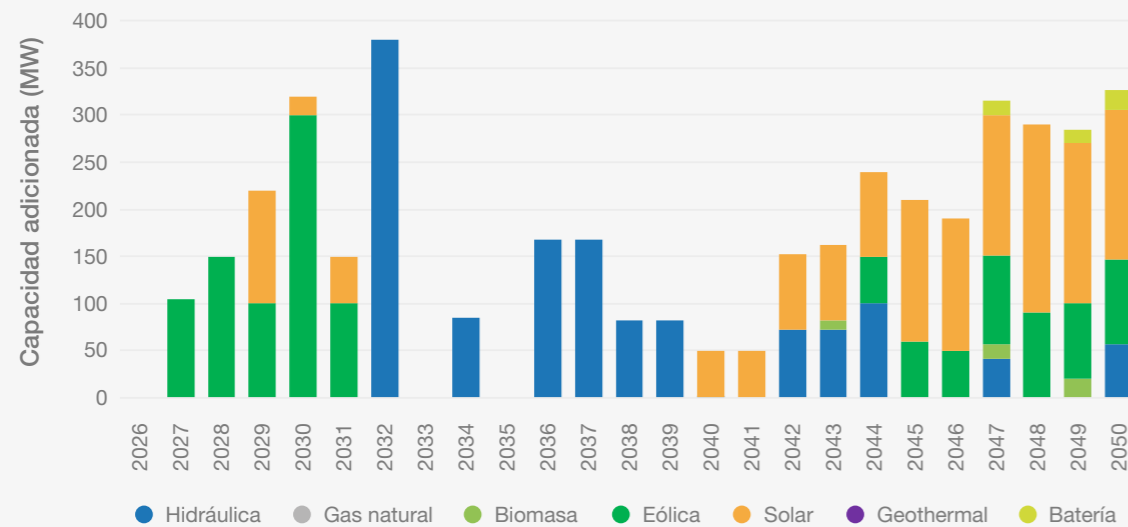


GRÁFICO 5.14

Adiciones de capacidad en el sistema boliviano en el caso de TE



## ► Perfil de generación

En este subapartado, se lleva a cabo un análisis detallado de la evolución de la matriz de generación del sistema eléctrico boliviano en el escenario de TE. Para ello, se han seleccionado los años de 2040 y 2050, para los que se presenta 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 encuentran detallados en el gráfico A.2.2 del apéndice 2.

Como se mencionó anteriormente en el capítulo 2, el sistema eléctrico boliviano parte de una situación de fuerte participación de las centrales termoeléctricas, especialmente por el bajo coste del gas natural para la generación. Con el cambio en la política tarifaria de este combustible y dada la existencia de sitios con buen potencial renovable, la matriz de generación cambia significativamente.

Para 2040, una vez finalizadas las dos primeras fases de desarrollo (eólica en la primera década e hidroeléctrica posteriormente), es posible ver una alta participación de las fuentes limpias en el suministro energético. Como se podía esperar, destacan las centrales hidroeléctricas y eólicas, complementadas en menor medida por centrales solares y otras tecnologías.

GRÁFICO 5.15

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

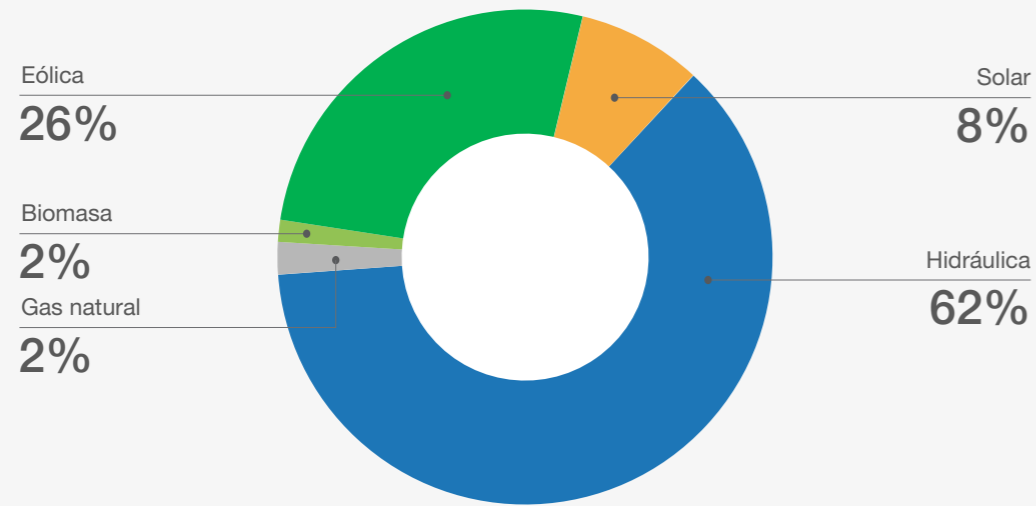
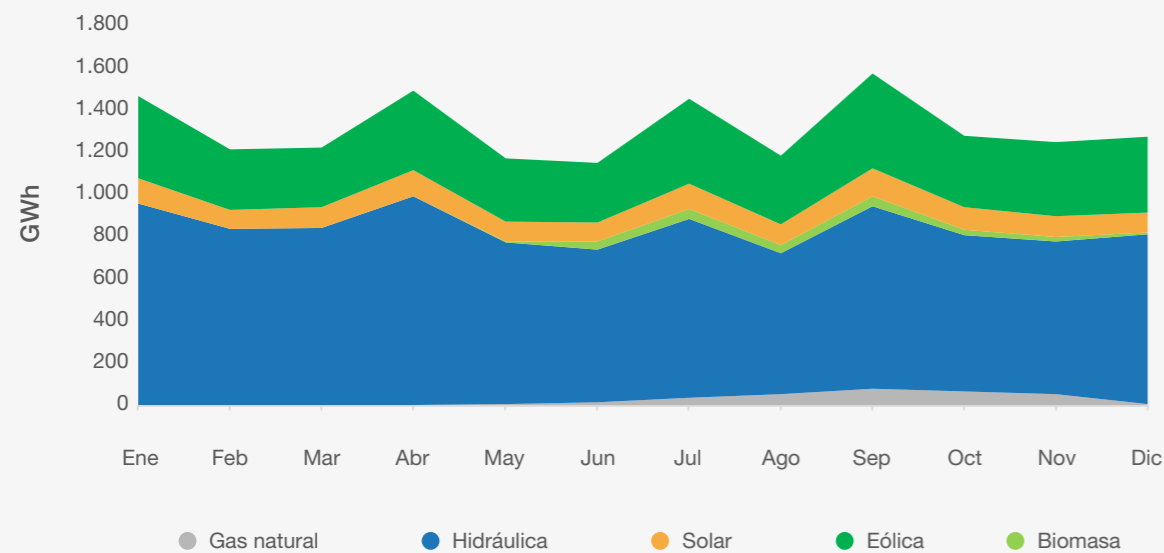


GRÁFICO 5.16

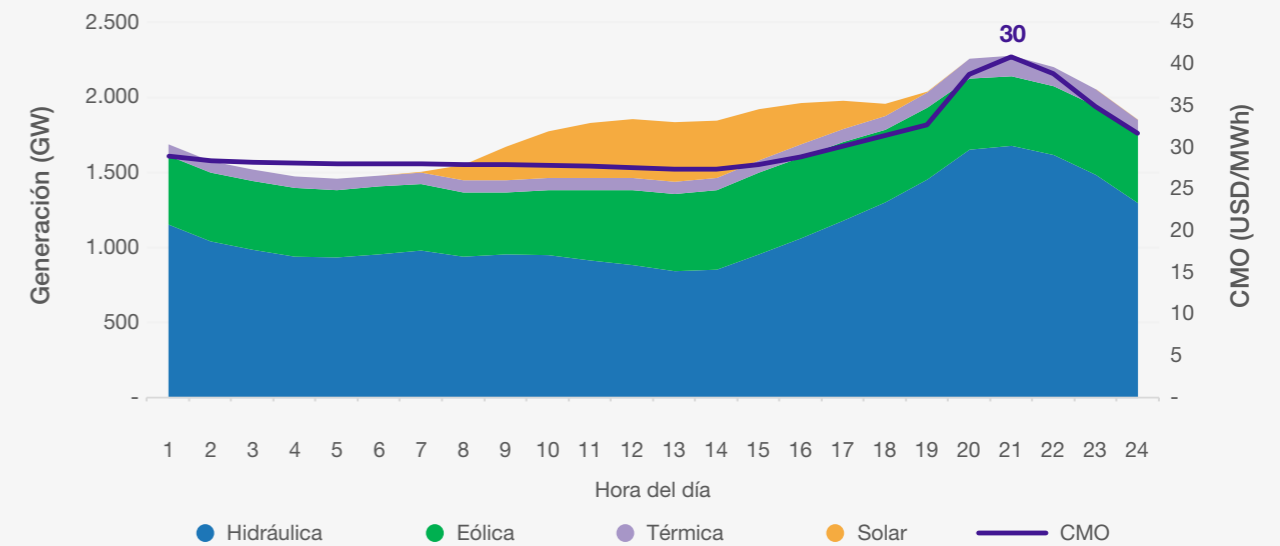
Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema boliviano



La elevada participación de las centrales hidroeléctricas a finales de la década de 2040, que además de tener capacidad para suministrar energía limpia pueden modular su generación para los momentos de mayor necesidad, se traduce en precios relativamente estables. Es posible notar la capacidad de modulación de las centrales hidroeléctricas, que reducen su generación por la mañana, a medida que la generación renovable está más disponible, mientras que la aumentan de manera significativa en las horas de la tarde.

GRÁFICO 5.17

Despacho típico diario en el sistema boliviano para el año 2040



En 2050, tras el importante desarrollo de las plantas solares en la última década, se destacan nuevos cambios relevantes en el funcionamiento del sistema. Las plantas de ERNC (solar y eólica) se convierten en la tecnología más relevante, desplazando especialmente a las hidroeléctricas. Finalmente, hay una participación limitada, pero importante, de las centrales térmicas, que complementan la generación durante todo el año en horarios nocturnos con menor disponibilidad renovable.

GRÁFICO 5.18

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

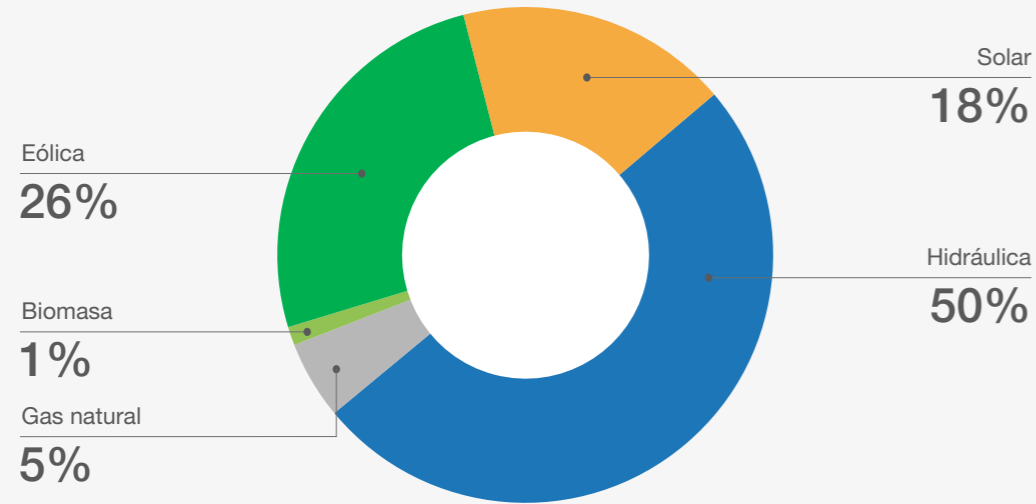
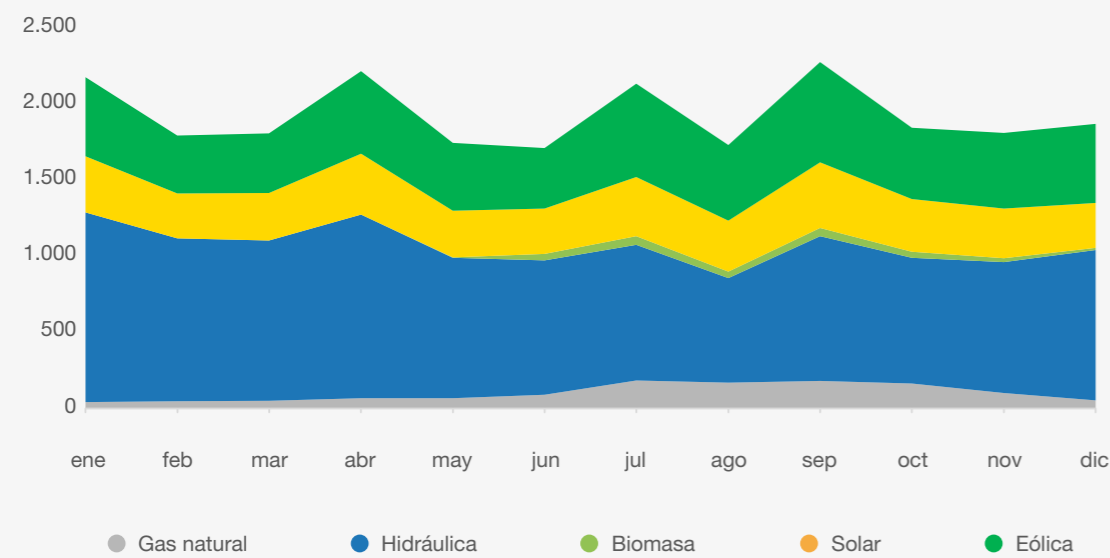


GRÁFICO 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema boliviano

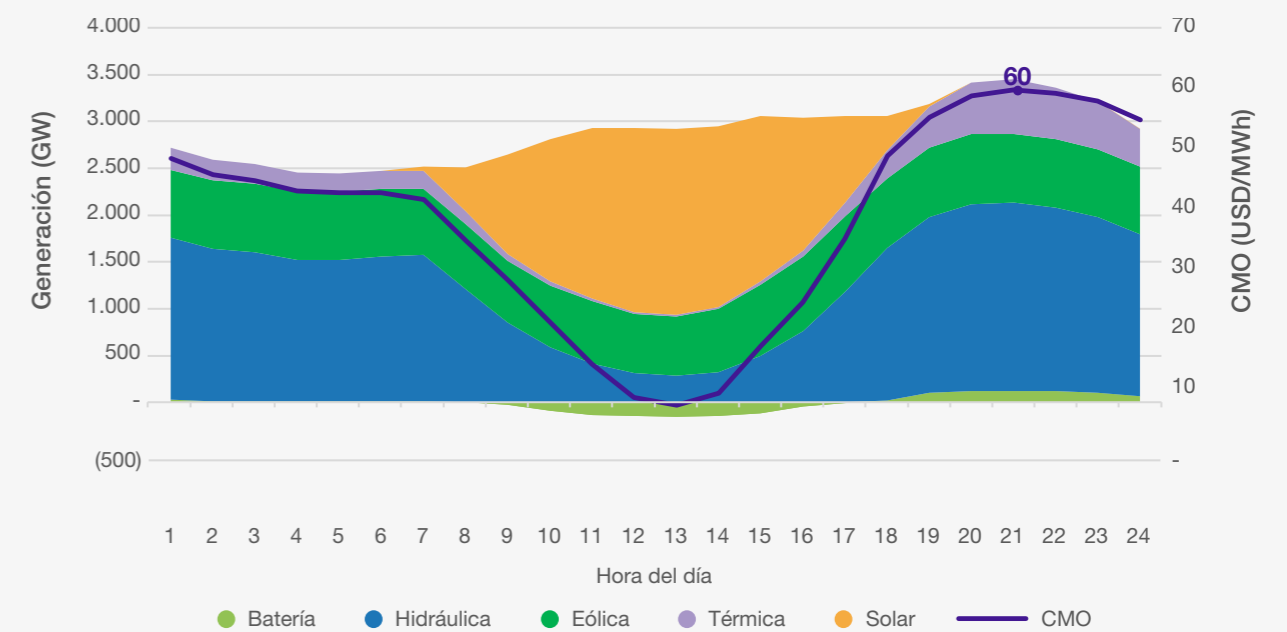


El despegue de las centrales solares en la última década del estudio se refleja de manera relevante en los costos marginales. Con la mayor participación en la matriz de las plantas solares, que tienen su generación concentrada en las horas matinales, los costes marginales se reducen considerablemente en estos horarios. Para aprovechar estos excedentes, se puede observar una modulación aún más expresiva de las centrales hidroeléctricas, reduciendo la generación a niveles mínimos por la mañana para trasladar esta energía a la noche. En el mismo contexto, para complementar la satisfacción de la demanda en horas nocturnas, destaca el papel que desempeñan las centrales térmicas de gas natural, con la contrapartida de mayores costes marginales en estos horarios.

El diferencial de precios observado entre el horario matinal y nocturno incentiva la participación, aunque limitada, de las tecnologías de almacenamiento en el sistema boliviano. Estas tecnologías, al igual que las hidroeléctricas, aprovechan los excedentes de renovables por la mañana para recargarse, inyectándolos de nuevo al sistema en los momentos de mayor necesidad durante la noche.

GRÁFICO 5.20

Despacho típico diario en el sistema boliviano para el año 2050



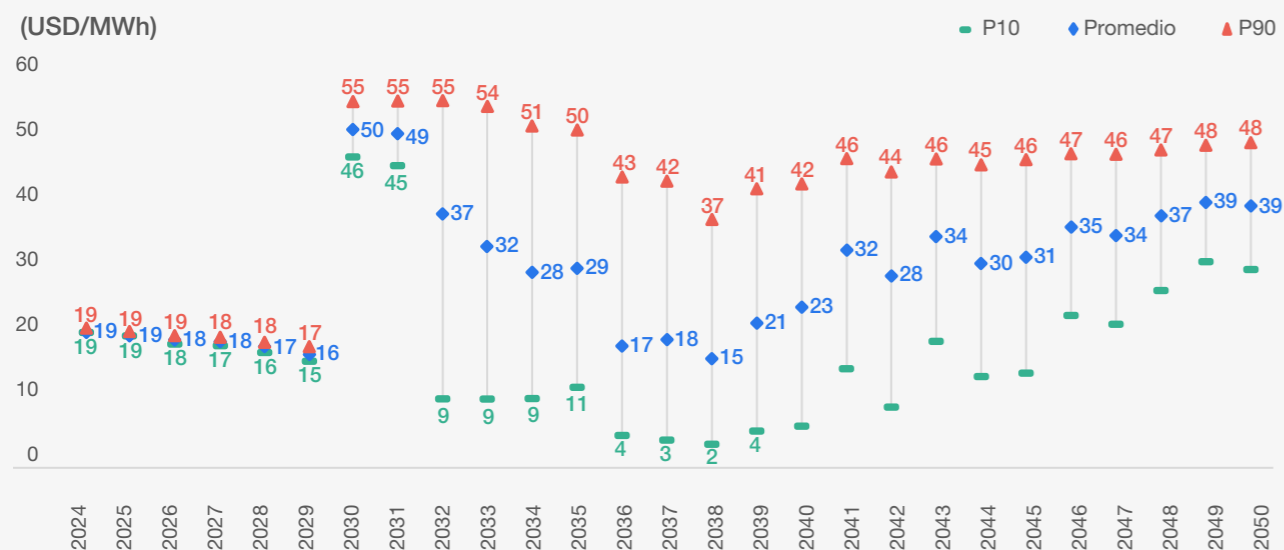
## Costos marginales

De manera similar a lo observado en el caso de base, el sistema boliviano presenta precios considerablemente reducidos en el corto plazo debido a los subsidios aplicados al gas natural para su uso en la generación eléctrica nacional. Tras el cambio en el régimen de costos del gas en 2030, los costos marginales empiezan a presentar señales de precios apropiadas para la expansión del sistema.

A lo largo de la década de 2030, es posible notar el impacto de la expansión de centrales hidroeléctricas de mayor tamaño, con menores costos marginales en los años de puesta en marcha de esas centrales. Sin embargo, a medida que el sistema absorbe el ingreso de estas plantas, existe una tendencia hacia un equilibrio en torno a los 40 USD/MWh, como ocurría en el caso de base.

GRÁFICO 5.21

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



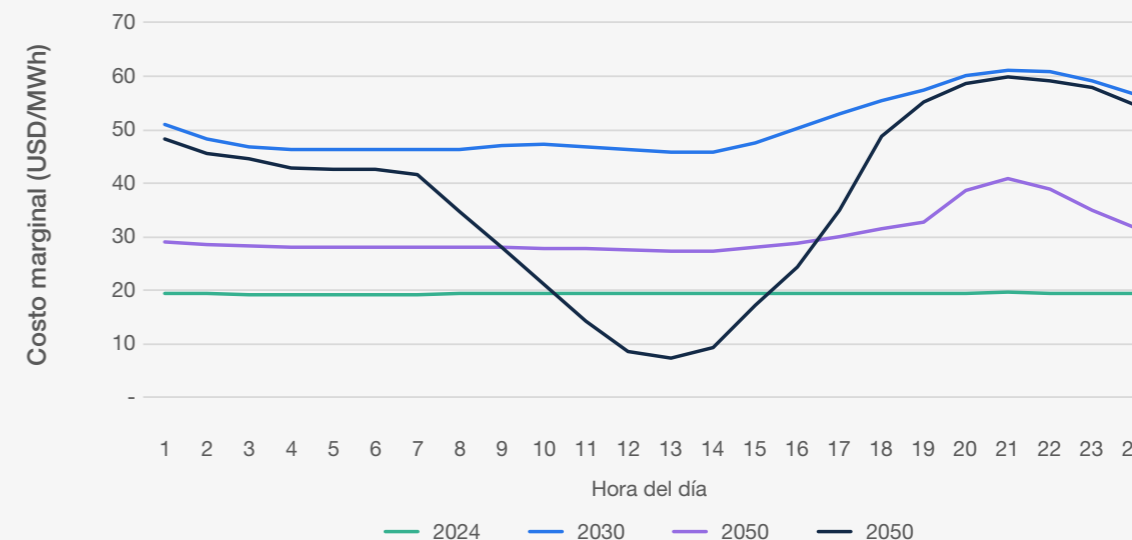
Finalmente, el gráfico 5.22 muestra los costos marginales en escala horaria para los diferentes años del estudio. Con las profundas transformaciones observadas en el sistema boliviano, es posible analizar tales impactos en términos de las señales de precios proporcionadas en la operación.

Como se mencionó, los costos inicialmente marginales se reducen significativamente debido a la influencia de factores exógenos a las características del sistema –en este caso, los costos de combustible que están en gran medida subsidiados y por debajo de los practicados en el mercado internacional–. En 2030, al cambiar el régimen de precios del gas natural y darse una importante expansión eólica y una participación hidroeléctrica suficiente para modular la generación en horario diurno, los precios se mantienen relativamente estables, con pequeños picos en las horas punta de demanda.

Sin embargo, en 2050, después de una importante expansión de las plantas solares, se observa la formación de precios reducidos durante la mañana. Aunque se incorporan tecnologías de almacenamiento, la viabilidad de esta incorporación es limitada en relación con los excedentes renovables disponibles. Finalmente, durante los periodos nocturnos y de madrugada, se utilizan plantas de gas natural para complementar el servicio de carga, lo que resulta en un aumento de los costos marginales en estos horarios.

GRÁFICO 5.22

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema boliviano 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.

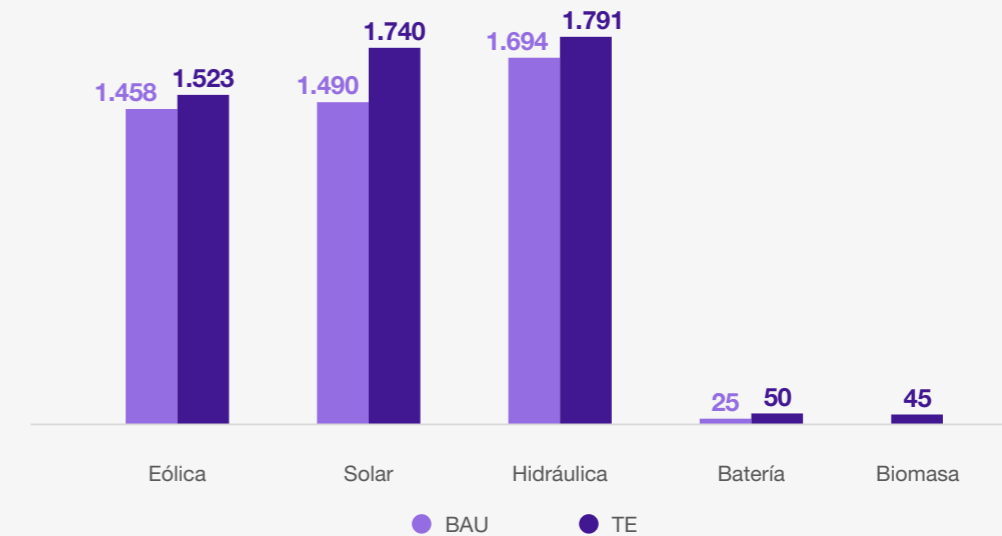
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. En el caso de Bolivia, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país, donde este componente presenta un mayor crecimiento en el caso de TE que en el de BAU, especialmente a partir de 2040. Con estas proyecciones se observa un aumento del 6,7 % (1,4 TWh) en la demanda del país hasta el final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.20).

En el caso de transición de Bolivia, hay una meta de generación limpia equivalente al 75 % del total para el año 2050. Se consideran fuentes limpias las centrales de biomasa o con captura de carbono, las nucleares, solares, eólicas e hidroeléctricas.

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.23 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050. En este gráfico solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5.23

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



Las energías renovables tienen una gran participación en la capacidad agregada en el caso de BAU, particularmente la energía solar.

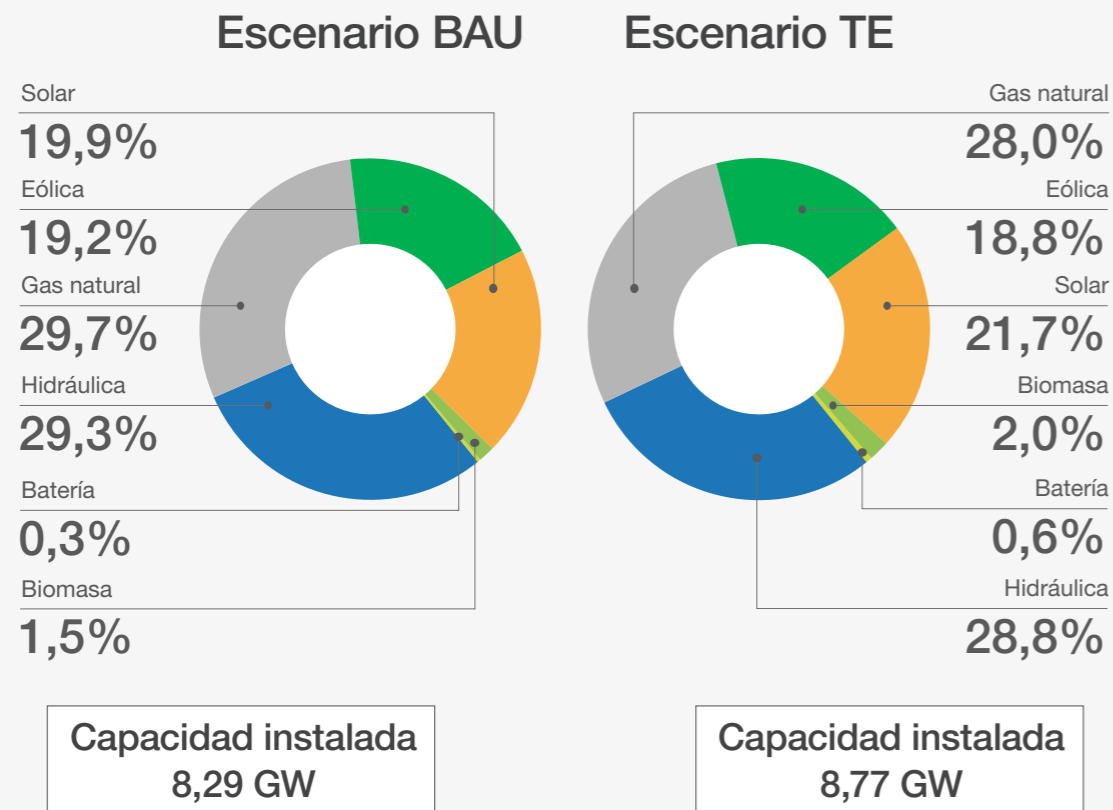
En el caso de TE, el incremento de la oferta es suministrado especialmente por adiciones de las plantas de energía solar, que son más competitivas en la última década. Las hidroeléctricas también se presentan como instalaciones competitivas, dado que pueden brindar flexibilidad operativa y potencia firme al sistema, al igual que las centrales que usan biomasa, estas últimas por su perfil complementario de las anteriores.

En Bolivia no prevé una inversión significativa en baterías, ya que las centrales termoeléctricas, junto con las hidroeléctricas existentes en el sistema, demuestran ser capaces de compensar las variaciones de demanda y oferta a lo largo de las horas del día en un escenario de mayor integración de las ERNC.

En resumen, dado el protagonismo que ya tenían las plantas renovables en el caso de BAU, la principal diferencia entre los dos escenarios se puede resumir en las cantidades agregadas de cada tecnología. Además, se señala la viabilidad de las centrales de biomasa en capacidad limitada.

GRÁFICO 5.24

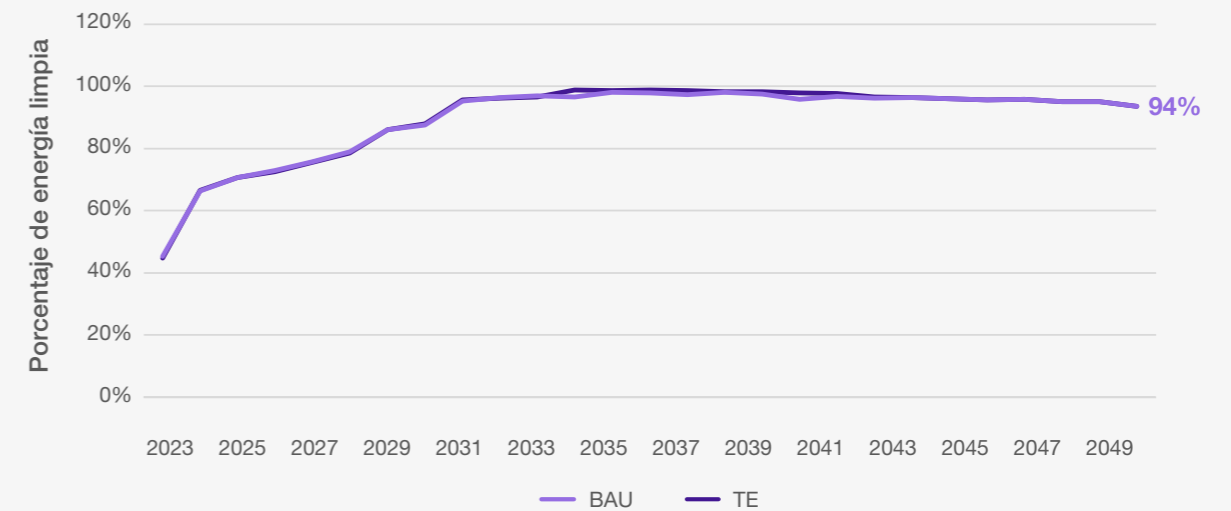
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema boliviano



Con el ingreso esperado de las centrales de energía renovable e hidroeléctricas, la participación de las primeras en el matriz del sector eléctrico boliviano se incrementa de manera significativa, logrando cumplir con la meta de 75 % de generación con fuentes limpias en 2028. En el caso de TE, con los aportes adicionales de fuentes renovables e hidráulica durante la década de 2040, se obtienen índices de generación renovable ligeramente más altos que en el caso de BAU. En el largo plazo, la generación basada en fuentes limpias se queda en niveles superiores al 90 % de la canasta en ambos casos.

GRÁFICO 5.25

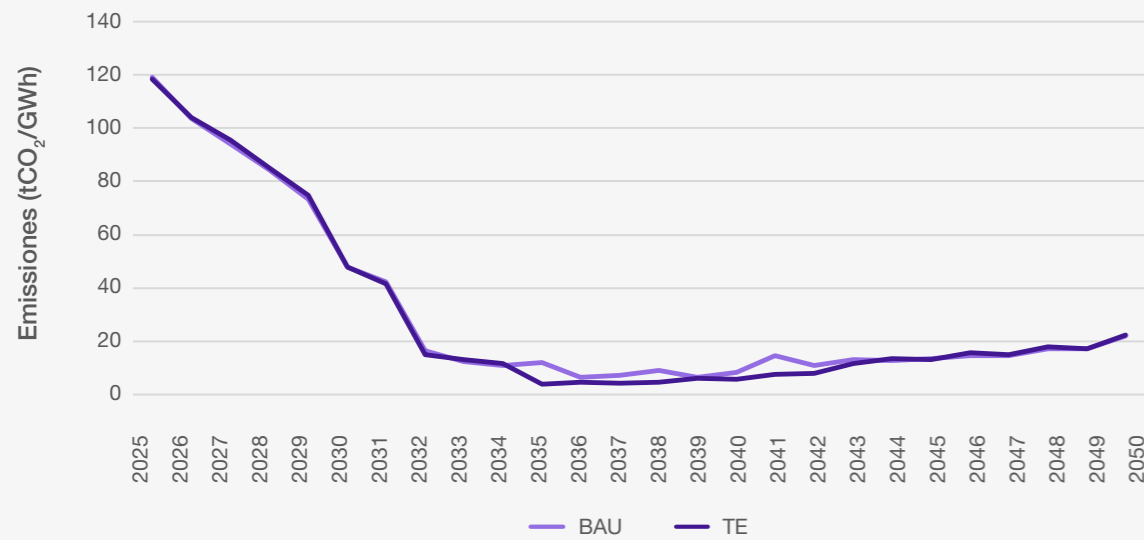
Comparación de la generación limpia total en el sistema boliviano en los casos de BAU y TE



Dada la alta participación de las fuentes renovables en la canasta de generación, se observa una reducción significativa de las emisiones durante todo el periodo de estudio, además de una pérdida de competitividad de las centrales térmicas tras el cambio de régimen de precios. Esa reducción ocurre especialmente en la primera década, cuando los precios de los combustibles en el mercado interno empiezan a alinearse con los precios internacionales. A lo largo de la década de 2040, la intensidad de las emisiones se estabiliza en torno a las 15 toneladas de dióxido de carbono por gigavatio a la hora (tCO<sub>2</sub>/GWh), lo que supone una reducción de más del 90 % con relación a los niveles presentados en los primeros años.

GRÁFICO 5.26

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

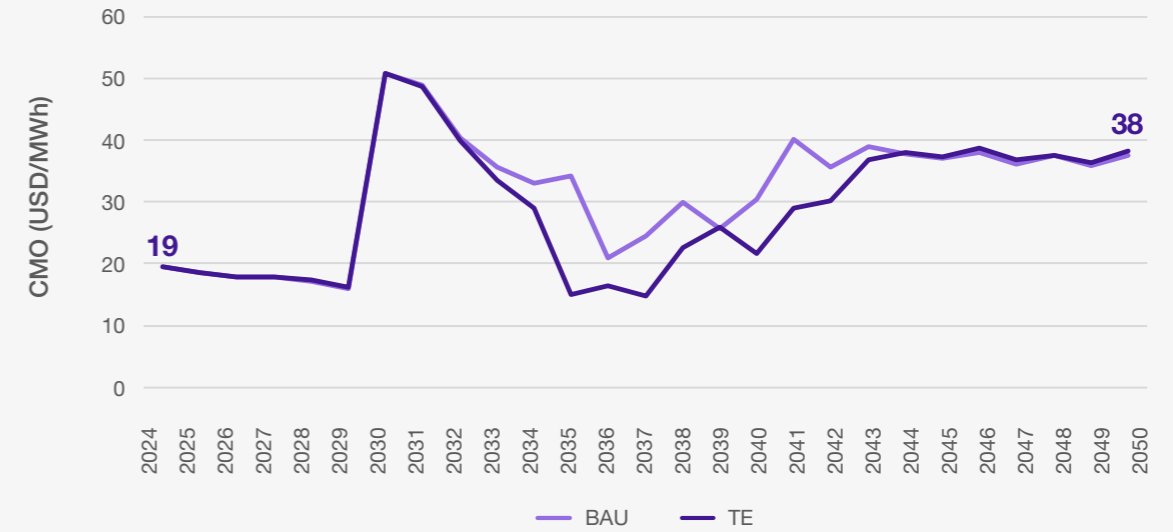


Otro indicador relevante para comparar son los costos marginales de operación de los casos. Como se mencionó anteriormente, en el escenario de BAU los costos marginales están alineados con los costos de inversión de tecnologías renovables en el largo plazo. Debido a que el perfil de expansión es similar, basado en fuentes hidroeléctricas y ERNC, el patrón se repite en el escenario de TE.

Durante la década de 2030, se observan valles en los costos marginales debido a la inserción de centrales hidroeléctricas de mayor tamaño, especialmente en el caso de TE, seguidos de una tendencia hacia el equilibrio del sistema tras la entrada de estos proyectos.

GRÁFICO 5.27

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

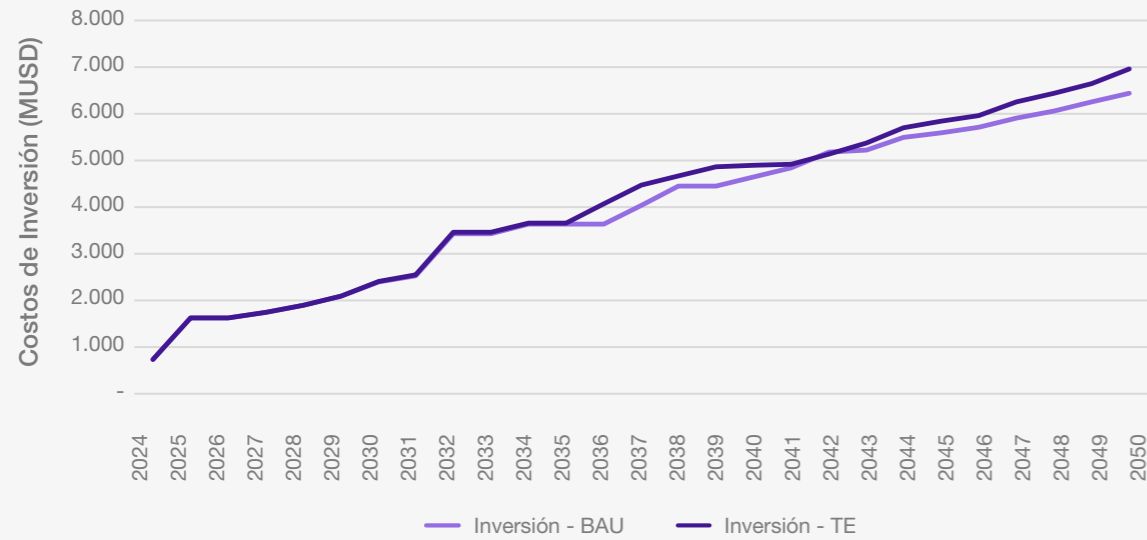


Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en las próximas décadas, considerando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



GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

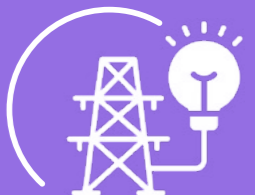
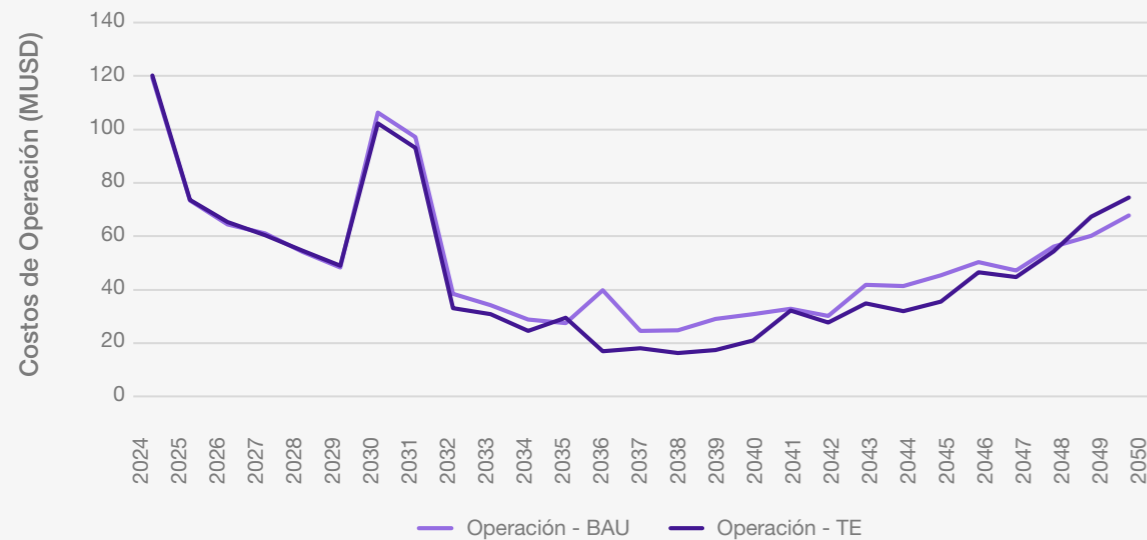


Es notable que en el caso de TE hay un aumento en los costos de inversión, motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica, que resulta de una mayor electrificación de la flota o el aumento de la producción de hidrógeno verde. En el estudio de Bolivia, la mayor diferencia entre los casos de BAU y TE se encuentra en la demanda de energía eléctrica. En el escenario de TE, se adopta la premisa de una mayor electrificación de la flota de vehículos del país, lo que impulsa un mayor despacho termoeléctrico en la última década del estudio. De esta manera, se produce un aumento en los costos operativos después de 2045.

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 +

GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de inversión en operación

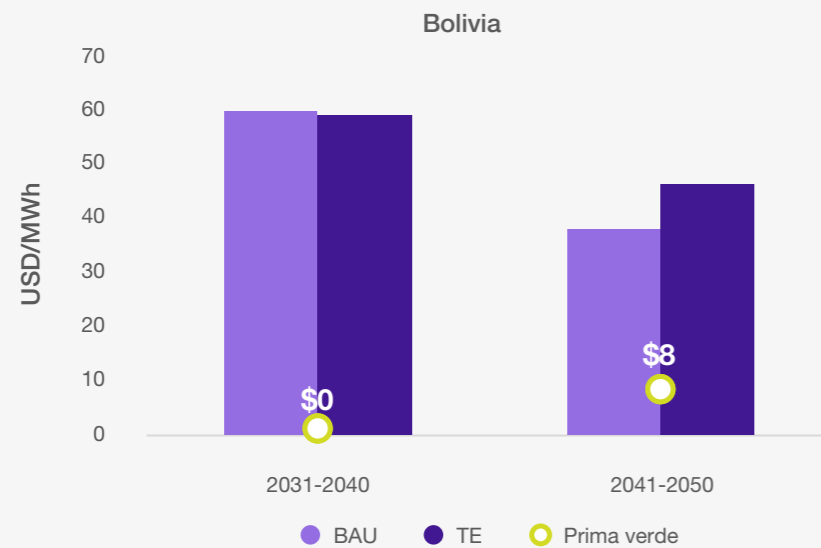


operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. Más detalles sobre este indicador se presentan en el apéndice 7 de este informe (véase la **etapa 5**).

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el caso de TE, se utilizó el costo marginal de expansión como insumo. 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 del *green premium* en Bolivia



En el estudio sobre Bolivia, se observa un valor próximo a cero en la década de 2030 e igual a 8USD/MWh en la década de 2040. Una de las razones de este resultado es que el país ya ha alcanzado niveles muy altos de descarbonización en el caso de BAU y se da, además, la pérdida de competitividad de las centrales térmicas tras el cambio de régimen de precios. Además, al no considerar el retiro de centrales termoeléctricas en el sistema, la necesidad de inversiones

significativas observada en otros países que tienen como objetivo cero emisiones en el sector eléctrico no se repiten en el caso boliviano.



## Inversiones en transmisión

La red de transporte se compone actualmente de una red troncal de 230 kV que une los principales centros de demanda y generación del país y de ramificaciones en 115 kV y 69 kV. Los resultados del estudio en Bolivia indican que las tecnologías con mayor capacidad agregada son la eólica, la solar y la hidroeléctrica. Los refuerzos en la red de transmisión en el país están motivados por la instalación de estas plantas.

El **apéndice 5** de este reporte contiene mapas con la velocidad media del viento y la radiación solar en todas las regiones del país. Además, la figura 5.1 presenta los potenciales de instalación de tecnologías en las diferentes regiones del país. En este estudio, la modelación de las energías renovables se llevó a cabo considerando la disponibilidad de recursos regionales. El mapa de la figura 5.2 muestra la ubicación de los puntos donde existe la posibilidad de instalar parques eólicos y solares en el país.

FIGURA 5.1

Potencial renovable en Bolivia

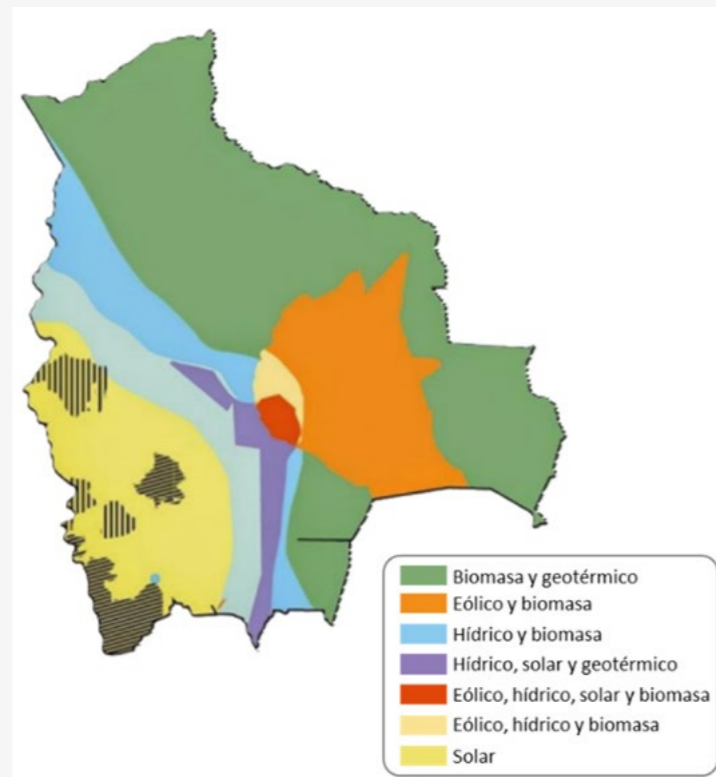


FIGURA 5.2

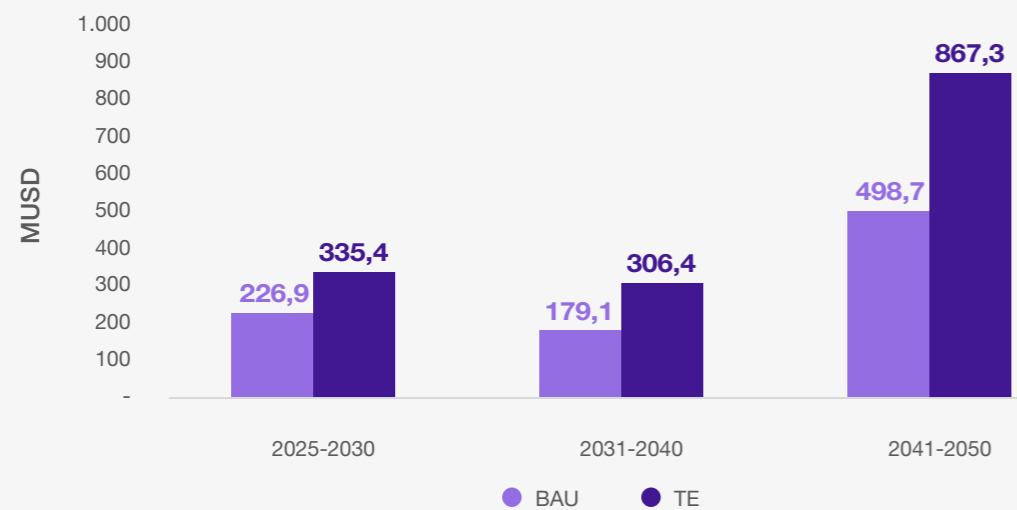
Distribución de parques eólicos y solares en Bolivia



La integración de las plantas eólicas en las redes eléctricas requiere mayores inversiones en transmisión para conectarlas al sistema de Santa Cruz de la Sierra. Además, es preciso aumentar la capacidad de los circuitos de esta ciudad con el resto del sistema, lo que supone financiamiento adicional. Las plantas solares también tienen un impacto relevante en los esfuerzos de inversión en este ámbito, especialmente en la última década en el escenario de transición. El gráfico 5.31 presenta un gráfico con las inversiones en transmisión para cada década del estudio.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión de Bolivia por década



Al evaluar la suma de las inversiones en transmisión en el país y compararla con las inversiones en generación, se observa que alrededor del 12 % del costo total de inversión (generación más transmisión) en el caso de BAU se destinó a reforzar el sistema de transmisión, mientras que en el caso de TE, con las mayores incorporaciones de plantas solares, esta participación aumenta al 16 % del total. Además, las inversiones en el caso de TE son superiores a las del escenario de BAU en aproximadamente el 67 %.



## Inversiones en distribución

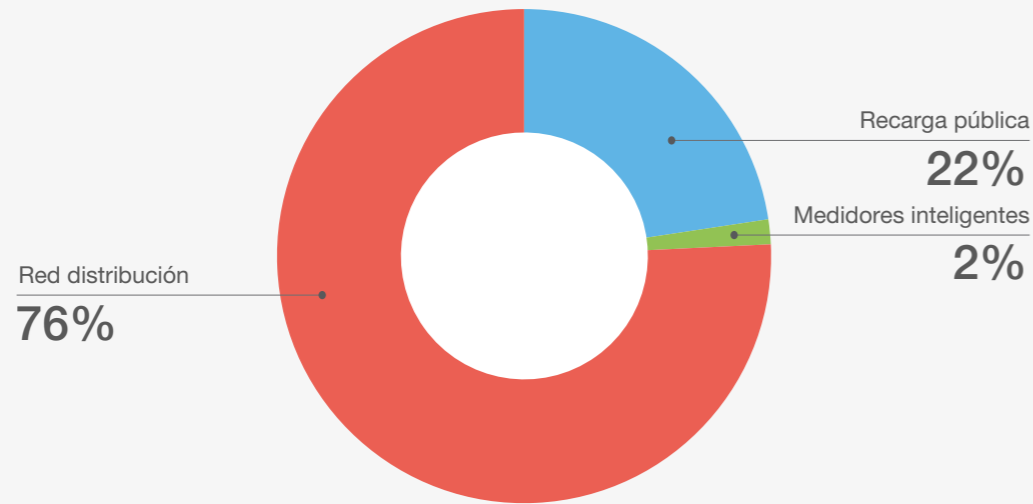
Para el cálculo de las inversiones en el sector de distribución de la energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de los costos vinculados al impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. 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 resultan cuantificables.

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 814 millones<sup>11</sup>. Su distribución puede observarse en el gráfico 5.32. La composición detallada de estas inversiones se desarrolla en los siguientes apartados.

<sup>11</sup> Considerando una red de distribución con densidad alta y una red de recarga con cargadores cuyo factor de utilización es el indicado en el apéndice 8, apartado “Metodología para estimar una red de cargadores públicos”.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)



### ► Instalación de medidores inteligentes

El estudio del sector en Bolivia muestra que el desarrollo de la generación distribuida es principalmente residencial, con una capacidad instalada de 400 MW en 2050. Durante los primeros años, el crecimiento es paulatino. A partir de 2031/2032 se acelerará la GD residencial, a partir de 2033/2034 lo hace la comercial y a partir de 2040 hay un mayor despliegue de la GD industrial. Se observa una leve desaceleración en la instalación de esta tecnología a nivel residencial a partir de año 2045.

GRÁFICO 5.33

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)

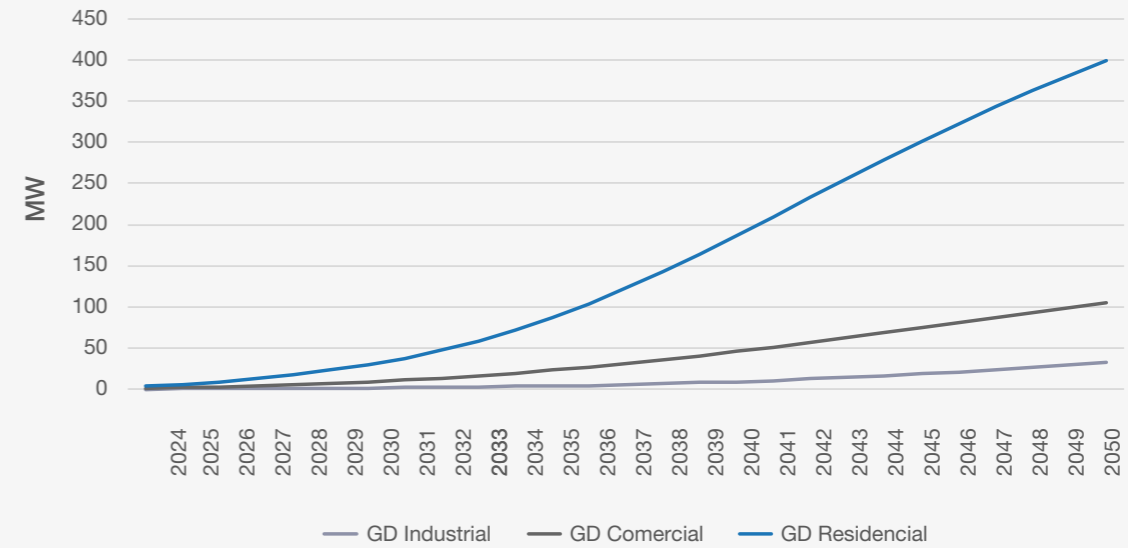
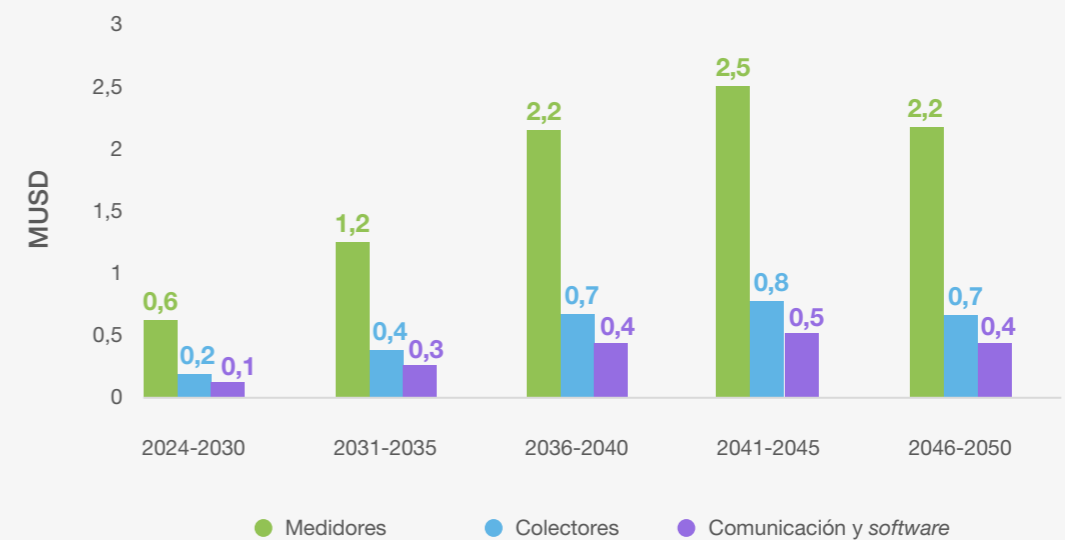


GRÁFICO 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



Como consecuencia del anterior despliegue, los costos asociados aumentan gradualmente, alcanzando su pico en el periodo 2041-2045, para desacelerar levemente hacia el último quinquenio por el perfil de la GD residencial. La mayor parte de las inversiones necesarias estimadas corresponden al desarrollo de esquemas de medición residencial, que representan aproximadamente el 75 % de los medidores instalados al final del periodo.

### ► Inversiones en estaciones de recarga pública

Se presentan en el gráfico 5.35 las proyecciones obtenidas para cargadores públicos de 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 al año

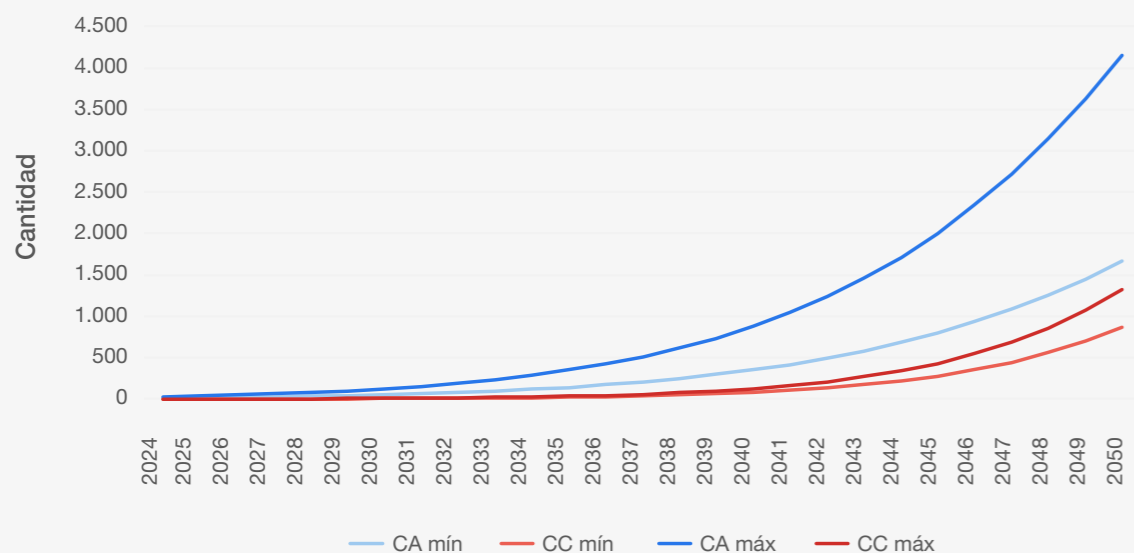
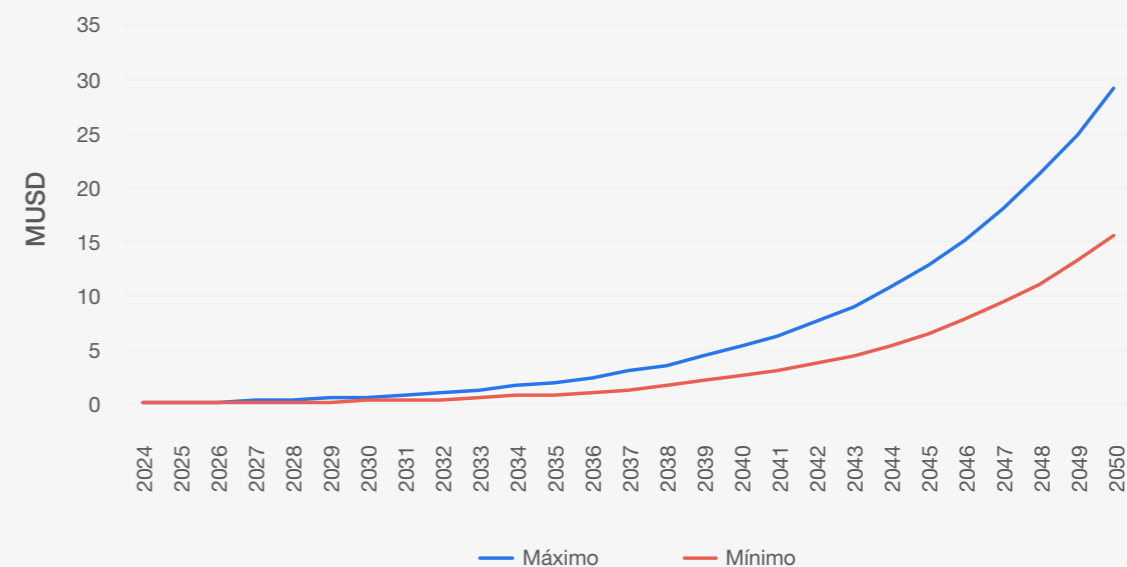


GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



Puede observarse que las inversiones en Bolivia aumentan exponencialmente, con una pendiente creciente y marcada sobre todo a partir de 2040, lo cual está relacionado con el crecimiento de la demanda por electromovilidad. Se observan además requerimientos de inversiones moderados, del orden de los USD 20 millones anuales, hacia el final del horizonte.

Lo anterior es un indicador de que, de darse estas proyecciones, el país cuenta aún con margen para continuar el desarrollo de regulación que habilite la inserción de vehículos eléctricos y la construcción de redes de recarga, particularmente públicas.

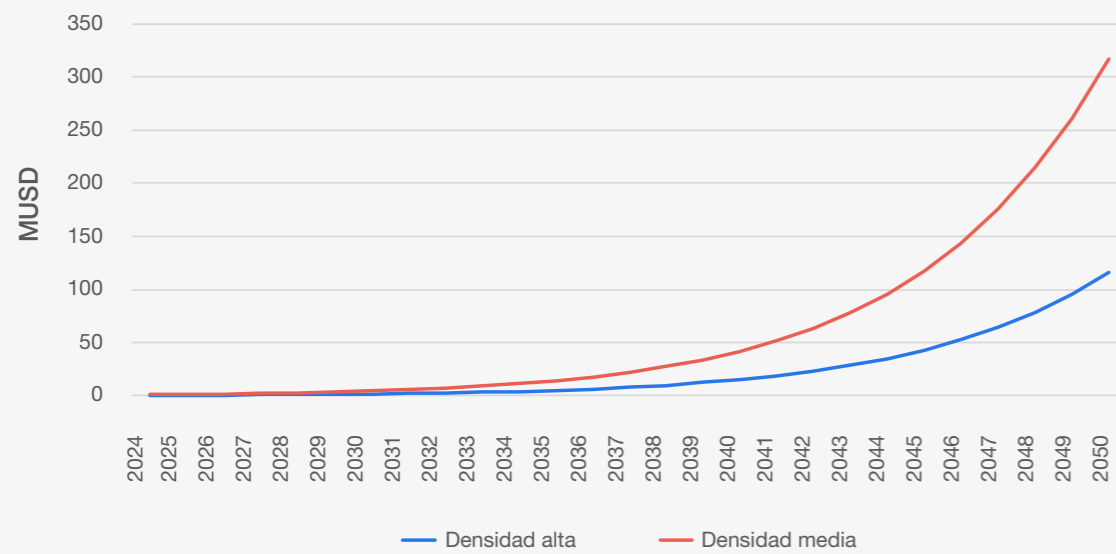
### ► Refuerzo de la red de distribución

El gráfico 5.37 presenta las estimaciones para la red de distribución de Bolivia. En él puede observarse que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución por incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país tienen un crecimiento lento. Dichas inversiones pueden

alcanzar USD 10 millones anuales en 2030, USD 50 millones anuales en 2040 y USD 250 millones en 2050.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución de Bolivia



A partir de 2040, el comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por electrificación de la flota vehicular, como se ha indicado en este reporte. Así, se alcanzan valores significativos hacia el final del periodo.

En tal sentido, tanto AETN como ENDE y las distribuidoras pueden adelantarse al impacto de la electromovilidad y planificar la expansión de las redes, particularmente la de distribución, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

# 6



## Ejes de acción en Bolivia



» 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 del informe se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico boliviano.

Primero, como se señala en los planes de expansión de este informe, por razones principalmente económicas, las energías renovables dominarán la expansión de los sistemas eléctricos. De tal manera, el apoyo a las inversiones o la financiación de las 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 esos ámbitos.

La promoción de programas de capacitación 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 tales como la descarbonización del transporte a través de la electromovilidad y de parte de la industria a través del hidrógeno verde. Ya por el lado de la oferta, se identificó de forma contundente 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 boliviano se analizó para cada uno de los cuatro ejes de actuación mencionados anteriormente.

Su sistema eléctrico se caracteriza por una elevada proporción de centrales térmicas de gas natural, sobre todo de ciclo combinado, que utilizan este recurso energético de producción nacional. Este combustible se ofrece a los generadores de electricidad a un precio estable y por debajo de la paridad

internacional, lo que se traduce en un coste de explotación significativamente inferior al de las centrales térmicas con la misma tecnología en países vecinos. Esta característica, además de fomentar un uso cada vez mayor del gas natural en la canasta de generación eléctrica, tiene como efecto secundario la pérdida de competitividad de centrales con diferentes tecnologías, especialmente las renovables, que no alcanzan la viabilidad económica con el actual (y distorsionado) régimen de precios.

Sin embargo, ante la inminente disminución del ritmo de producción de los pozos de gas natural, han surgido dudas sobre el destino de la producción nacional. Una parte importante de la producción, además de utilizarse para la generación de electricidad, se destina a la exportación, comercializada a precios significativamente más altos, y constituye una importante fuente de ingresos para el país. Dado que estos usos compiten ahora por el mismo recurso, una nueva política de precios natural consistiría en igualar los precios para el uso nacional y el exterior, incorporando el costo de oportunidad de la generación de electricidad. Aunque en un primer momento esta política podría resultar en un aparente aumento de los precios en la generación de electricidad, reflejaría correctamente la disponibilidad real de gas natural en el país, lo que permitiría asignar el recurso a otros usos con un mayor retorno potencial para la sociedad. Además, tal cambio en la política de precios proporcionaría mejores señales económicas para el desarrollo de nuevas plantas en el país, como las de energías renovables no convencionales. Los debates a este respecto siguen en curso en lo que respecta a los plazos, las normas de transición y los precios finales.

La actual canasta de producción de Bolivia se complementa con una significativa participación de las centrales hidroeléctricas. Aunque representan solo alrededor del 20 % de la capacidad instalada del país, son responsables de la producción de un tercio de su electricidad total, porcentaje que aumenta significativamente durante la temporada de avenida. A diferencia de la mayoría de los países de la región, Bolivia tiene aún un potencial hidroeléctrico por explotar, que le permitiría aumentar la capacidad de producción a partir de fuentes no contaminantes, así como sustituir a las centrales térmicas en la prestación de otros servicios auxiliares al sistema.

Por último, la participación de las centrales renovables no convencionales en el país es aún limitada, aunque se espera un aumento significativo en los próximos años, que podría acelerarse en función de las señales económicas

que se den a los nuevos actores. En el sistema boliviano, las fuentes eólicas se presentan inicialmente como las más atractivas para su desarrollo, ya que cuentan con un buen potencial y están ubicadas en zonas no tan alejadas de la red de transmisión. Sin embargo, dada la concentración geográfica de este potencial, se espera que sean necesarias inversiones en la red de transmisión a medida que se despliegan, lo que aumentaría la competitividad de las plantas fotovoltaicas, ya que estas pueden desarrollarse de forma más distribuida y cerca de otros centros de carga.

En este contexto, las acciones dirigidas a los ejes 1 y 2 son cruciales para el país, junto con el apoyo a la financiación de nuevos proyectos de generación y transmisión. En primer lugar, las centrales hidroeléctricas se destacan como candidatas naturales y, por requerir inversiones intensivas en capital, dependen de fuentes de financiación atractivas para su viabilidad. En segundo lugar, el apoyo a la implementación de proyectos renovables y las consiguientes mejoras en el sistema de transmisión del país se presentan como candidatos clave para la expansión.

La integración significativa de las centrales renovables, junto con la disminución del atractivo de las centrales térmicas actuales, podría dar lugar a mayores retos operativos. En un sistema que tradicionalmente ha funcionado desde la perspectiva de las grandes centrales eléctricas, podrían ser necesarias innovaciones y mejoras relacionadas con los procedimientos operativos. En particular, las reglas relativas a las reservas operativas y la calidad de la red pueden ser objeto de actualizaciones que les permitan incorporar *ex ante* la transición a este nuevo paradigma y evitar una mala asignación de costes entre los agentes conectados al sistema.

En el ámbito regulatorio, otra cuestión importante se refiere a los requisitos relacionados con la garantía de la confiabilidad sistémica. En Bolivia, el principal requisito sistémico se basa en una metodología de potencia firme, que debe ser suficiente para satisfacer la demanda máxima prevista con una cierta holgura. Sin embargo, a medida que las características del sistema cambian, pasando de una canasta de generación fuertemente térmica a una más renovable con apoyo hidroeléctrico, se hacen necesarias mejoras para (1) garantizar la cobertura de la demanda en los momentos más críticos, que no serán necesariamente los de mayor demanda bruta, y (2) incorporar nuevos recursos a la consideración de la

confiabilidad sistémica, incluyendo las renovables y cualquier nuevo recurso de almacenamiento, por ejemplo.













Ante esta situación, se destaca la importancia del apoyo institucional, técnico y regulatorio en el país para el éxito de la transición energética. Estas acciones, alineadas con el eje de actuación 3, irían dirigidas a mejorar y modernizar los procedimientos operativos del mercado mayorista, así como a formular políticas energéticas adaptadas a la nueva situación sistémica, con una menor participación del gas natural.

En el campo de la innovación, uno de los focos del sector energético boliviano es la introducción de la electromovilidad en el país. El Decreto 4539/2021, que permite al Estado ofrecer beneficios fiscales y tributarios para esta fuente, establece la principal base regulatoria de fomento a estos nuevos recursos. Sin embargo, la mayor introducción de esta tecnología aún choca con los costes subvencionados del combustible en el país, lo que reduce el atractivo de adquirir vehículos eléctricos.






Otro subsector cuya adopción se busca incentivar en el país es la generación distribuida, para la que se ha aprobó en 2021 un marco regulatorio, a través del Decreto 4477. Sin embargo, al igual que en otros ámbitos regulatorios de Bolivia, los subsidios que abaratan las tarifas eléctricas reducen el atractivo que la implementación de equipos de generación distribuida tendría para los consumidores. El cuadro 6.1 sintetiza los análisis presentados en este capítulo.

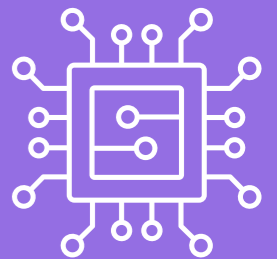
CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Bolivia

	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, en contratos con empresas estatales.	 Crucial para desarrollar la capacidad hidroeléctrica y reemplazar las centrales térmicas.	 Tecnología madura y consolidada, con un mercado adaptado, pero que puede afrontar restricciones medioambientales más complejas.
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono sin políticas	 Los proyectos renovables tienen un amplio mercado de desarrollo, pero dependen de mejores señales económicas.	 Alternativa con costos de desarrollo competitivos para suministrar el crecimiento de la demanda.	 Requiere cambios en las políticas de precios de combustibles en el país o mecanismos específicos para estas fuentes.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Permitiría una profunda descarbonización de la economía, actualmente muy influenciada por los elevados subsidios a los combustibles fósiles.	 Las discusiones aún están en curso y quedan cuestiones clave pendientes de resolución.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Innovaciones más concentradas en sectores más difusos (electromovilidad y generación distribuida), pero que pueden contener oportunidades específicas.	 Permitiría la descarbonización de un sector con una fuerte participación en las emisiones bolivianas.	 Aunque tiene un marco regulatorio, los subsidios a los combustibles fósiles reducen el atractivo de otras soluciones.

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 Bolivia pone de manifiesto una serie de áreas críticas que requieren atención y acciones estratégicas para avanzar hacia una matriz energética más sostenible y eficiente. Aunque Bolivia ha tomado algunas medidas en diversos frentes —como la promoción de las energías renovables no convencionales, la eficiencia energética y la electromovilidad—, aún existen brechas y desafíos importantes.

El país necesita consolidar un marco regulatorio robusto que facilite la implementación efectiva de estas políticas. En particular, la falta de subastas competitivas para ERNC, la ausencia de acciones específicas para promover la eficiencia energética y la necesidad de una infraestructura adecuada para la electromovilidad son aspectos que se deben abordar. Además, la transición hacia la implementación de redes y medición inteligentes requieren un desarrollo normativo e inversiones significativas.

Bolivia también enfrenta el reto de reducir su dependencia del gas natural, para lo cual es crucial una planificación sistemática que optimice el uso de sus abundantes recursos hidroeléctricos. Este enfoque no solo permitirá una reducción en el uso de combustibles fósiles, sino que también aprovechará el potencial hidroeléctrico del país, contribuyendo de manera significativa a una matriz energética más limpia y sostenible.

En resumen, aunque Bolivia ha establecido algunas estrategias y acciones hacia una transición energética, es fundamental que se intensifiquen los esfuerzos en la implementación y el fortalecimiento de políticas e infraestructuras que permitan alcanzar los objetivos planteados. La colaboración entre el Gobierno, las empresas y las instituciones internacionales será clave para superar los desafíos y convertir al país en un referente de sostenibilidad energética en la región.

Al examinar la evolución del sistema eléctrico boliviano, destaca inicialmente la estrategia de aprovechar las considerables reservas de gas existentes, evidenciada por el hecho de que aproximadamente el 62 % de los 4 GW de capacidad instalada en 2024 estaba compuesto por centrales térmicas de gas natural. Esta estrategia refleja la intención de optimizar el uso de los recursos disponibles en el país.

En el caso de BAU, el análisis revela una transición gradual hacia fuentes renovables, alcanzando aproximadamente el 46 % de la capacidad instalada para 2050. Este movimiento está impulsado principalmente por la adición significativa de 1,5 GW de plantas solares fotovoltaicas. Por otro lado, en el caso de TE, la imposición de metas para la generación renovable, junto con el aumento de la demanda impulsado por una mayor presencia de vehículos eléctricos, motiva un aumento en la capacidad instalada. La mayor parte de las adiciones adicionales observadas en el escenario de transición corresponden a plantas solares y eólicas (véase el **gráfico 5.24**). La realización de subastas competitivas puede promover su desarrollo. Además, es importante la promulgación de una nueva ley de la electricidad que promueva las ERNC.

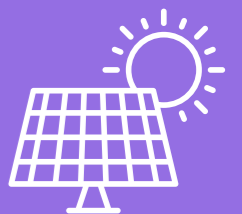
Con el establecimiento de las metas de generación renovable en el caso de TE, también se observa un aumento en los costos de inversión. En el caso de BAU se llega a un total de USD 6.437 millones en inversión para generación, mientras que en el caso de TE este valor asciende a USD 6.966 millones, que representa un aumento del 8 % (el **gráfico 5.28** muestra la comparación entre los costos de inversión acumulados de los dos casos simulados).

Las mayores inversiones en transmisión en el contexto boliviano tienen el propósito específico de integrar a las redes las plantas eólicas, que requieren conexiones al sistema de Santa Cruz de la Sierra, además de financiamiento para fortalecer la capacidad de los circuitos de esta ciudad con el resto del sistema. En el caso de BAU se calcula un total de USD 905 millones de inversiones en el sistema de transmisión, mientras que en el caso de TE se observa un aumento del 67 %, totalizando USD 1.509 millones (véase el **gráfico 5.31**).

Las inversiones en distribución se destinan en un 76 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 615 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

Sin embargo, a pesar del significativo aumento en la capacidad agregada en el caso de TE, se observa un incremento relativamente modesto en el costo marginal de expansión, resultando en una prima verde de alrededor de 8 USD/MWh en la última década analizada. Esta moderación se explica por la ausencia de un programa de desmantelamiento en el país y la similitud de las metas de generación renovable en comparación con el caso de BAU. Estos factores contribuyen a una prima verde más contenida (véase el **gráfico 5.30**), en contraste con países que adoptan metas más agresivas en sus procesos de transición energética.

En cuanto a los cuatro ejes de acción, se identifican como cruciales las inversiones en nuevas infraestructuras de generación y transmisión. Las centrales hidroeléctricas requieren fuentes de financiación atractivas debido a sus altos costos de capital, mientras que el apoyo a proyectos de energías



renovables y mejoras en la red de transmisión son esenciales para aumentar su competitividad. La integración de las tecnologías para fuentes renovables presenta desafíos operativos, requiriendo innovaciones en los procedimientos y la actualización de las reglas de reservas operativas y calidad de la red para adaptarse a los cambios en la canasta de generación.

Finalmente, desde el ámbito regulatorio y de la innovación, se resalta la necesidad de apoyo institucional y técnico para asegurar la confiabilidad del sistema con una matriz con mayor presencia de la energía renovable. A pesar de estos desafíos, la transición energética de Bolivia depende de la modernización de políticas energéticas y del mercado, alineadas con menos uso del gas natural y más desarrollo de las energías limpias.

## Referencias

- ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento*. Obtenido de <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=BO>
- 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. Bolivia*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=BO>
- Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.
- 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>.
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (s.f.a). *Apoyo para la revisión del modelo económico de la industria eléctrica en Bolivia*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/BO-T1391>
- BID (s.f.b). *Desarrollo de la eficiencia energética en sistemas de alumbrado público en Bolivia*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/BO-L1230>
- BID (s.f.c). *Inteligencia de datos para la planificación energética*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/BO-T1416>
- BID (s.f.d). *Programa de electrificación rural*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/BO-L1222>
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil; Micro Henry Hub Natural Gas*. CME Group [sitio web]. Energy Futures and Options. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#overview>
- CNDC (2024a). *Instalaciones de generación. Capacidad efectiva*. Comité Nacional de Despacho de Carga. <https://www.cndc.bo/agentes/generacion.php>

- CNDC. (2024b). *Precios de gas natural declarados (sin IVA) en US\$/MM BTU*. Año 2024. Comité Nacional de Despacho de Carga: [https://www.cndc.bo/media/archivos/estadistica\\_anual/pgas\\_2024.htm](https://www.cndc.bo/media/archivos/estadistica_anual/pgas_2024.htm).
- EIA (2022). *Trends in charging infrastructure*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022/trends-in-charging-infrastructure>
- 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)*. Obtenido de 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*. Obtenido de Empresa de Pesquisa Energética: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023). *Demanda e Eficiência Energética*. Obtenido de 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)
- 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>.
- Gobierno de Bolivia (2000). *Decreto Supremo N° 26037*. <https://www.lexivox.org/norms/BO-DS-26037.html#norm>.
- Gobierno de Bolivia (2019). *Decreto Supremo N° 4539*. [https://siip.produccion.gob.bo/repSIIP2/files/normativa\\_12345\\_1207202165cc.pdf](https://siip.produccion.gob.bo/repSIIP2/files/normativa_12345_1207202165cc.pdf)
- Gobierno de Bolivia (2021a). *Decreto Supremo N° 4477*. [https://siip.produccion.gob.bo/repSIIP2/files/normativa\\_12345\\_260320218c56.pdf](https://siip.produccion.gob.bo/repSIIP2/files/normativa_12345_260320218c56.pdf)
- Gobierno de Bolivia (2021b). *Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025*. Obtenido de <https://observatorioplanificacion.cepal.org/en/node/1723>
- Gobierno de Bolivia (2022). *Decreto Supremo N° 4794*. Obtenido de <https://www.lexivox.org/norms/BO-DS-N4794.html>
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía. <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*. <http://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- ICEX (2022). *El mercado de las energías renovables en Bolivia*. Imagen tomada de MHE, Energías renovables y Desarrollo Sostenible. La Paz: ICEX España Exportación e Inversiones.
- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. <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 las Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>: <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.
- MHE (2014). *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*. La Paz: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.
- MHE. (2022a). *Balance energético nacional 2006-2021*. La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energías. [https://www.bivica.org/files/6409\\_Balance%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%202006-2021%20APROBADO\\_compressed.pdf](https://www.bivica.org/files/6409_Balance%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%202006-2021%20APROBADO_compressed.pdf).
- MHE (2022b). *Estrategia Nacional de Eficiencia Energética 2022-2025*. Ministerio de Hidrocarburos y Energía: La Paz. <https://www.bivica.org/file/view/id/6364>
- MHE y ENDE (2023). *Presidentes Luis Arce y Alberto Fernández inauguran línea de interconexión para exportar electricidad a la Argentina*. Ministerio de Hidrocarburos y Energías. <https://www.mhe.gob.bo/2023/06/01/presidentes-luis-arce-y-alberto-fernandez-inauguran-obra-de-interconexion-para-exportar-electricidad-a-la-argentina/>.
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile avanza contigo [sitio web]. Gobierno de Chile. <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]. Obtenido de <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>
- Our World in Data (2024). *Electricity demand 2000-2022*. Procesamiento de datos tomados de Ember, Yearly Electricity Data [serie de datos]. Ember and Energy Institute.
- 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/softwares/SDDPFolderEng.pdf>
- Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of America*. <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.
- 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]. Banco Mundial. <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 boliviano en el caso de BAU (en MW)

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Total
2024	284	44	0	329
2025	201	210	227	638
2026	0	0	0	0
2027	0	105	0	105
2028	0	150	0	150
2029	0	100	120	220
2030	0	300	0	300
2031	0	90	50	140
2032	380	0	0	380
2033	0	0	0	0
2034	85	0	0	85
2035	0	0	0	0
2036	0	0	0	0
2037	168	0	0	168
2038	168	0	0	168



Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Total
2039	0	0	0	0
2040	82	0	0	82
2041	82	0	0	82
2042	144	0	0	144
2043	0	0	60	60
2044	100	0	70	170
2045	0	50	100	150
2046	0	50	130	180
2047	0	114	150	264
2048	0	80	160	240
2049	0	85	210	295
2050	0	80	210	290
<b>Total</b>	<b>1694</b>	<b>1458</b>	<b>1487</b>	<b>4639</b>

**CUADRO A 1.2**

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

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Total
2024	284	44	0	329
2025	201	210	227	638
2026	0	0	0	0
2027	0	105	0	105
2028	0	150	0	150

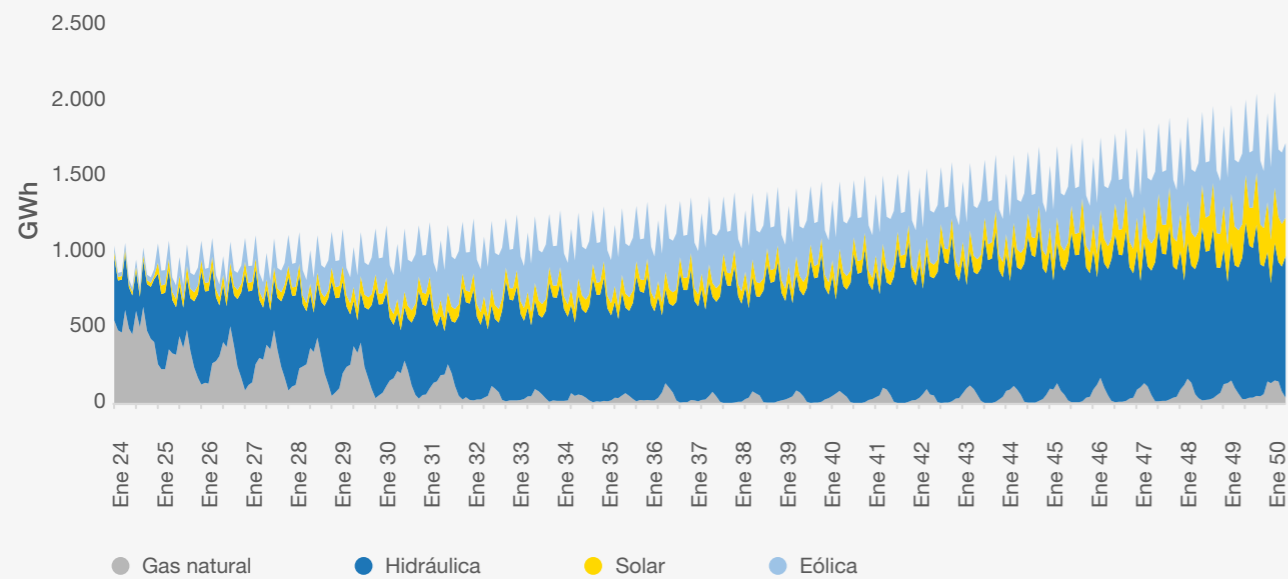
Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Total
2029	0	100	120	220
2030	0	300	20	320
2031	0	100	50	150
2032	380	0	0	380
2033	0	0	0	0
2034	85	0	0	85
2035	0	0	0	0
2036	168	0	0	168
2037	168	0	0	168
2038	82	0	0	82
2039	82	0	0	82
2040	0	0	50	50
2041	0	0	50	50
2042	72	0	80	152
2043	72	0	80	152
2044	100	50	90	240
2045	0	60	150	210
2046	0	50	140	190
2047	41	94	150	285
2048	0	90	200	290
2049	0	80	170	250
2050	56	90	160	306
<b>Total</b>	<b>1791</b>	<b>1523</b>	<b>1737</b>	<b>5051</b>

# Apéndice 2

## » Generación mensual por tecnología

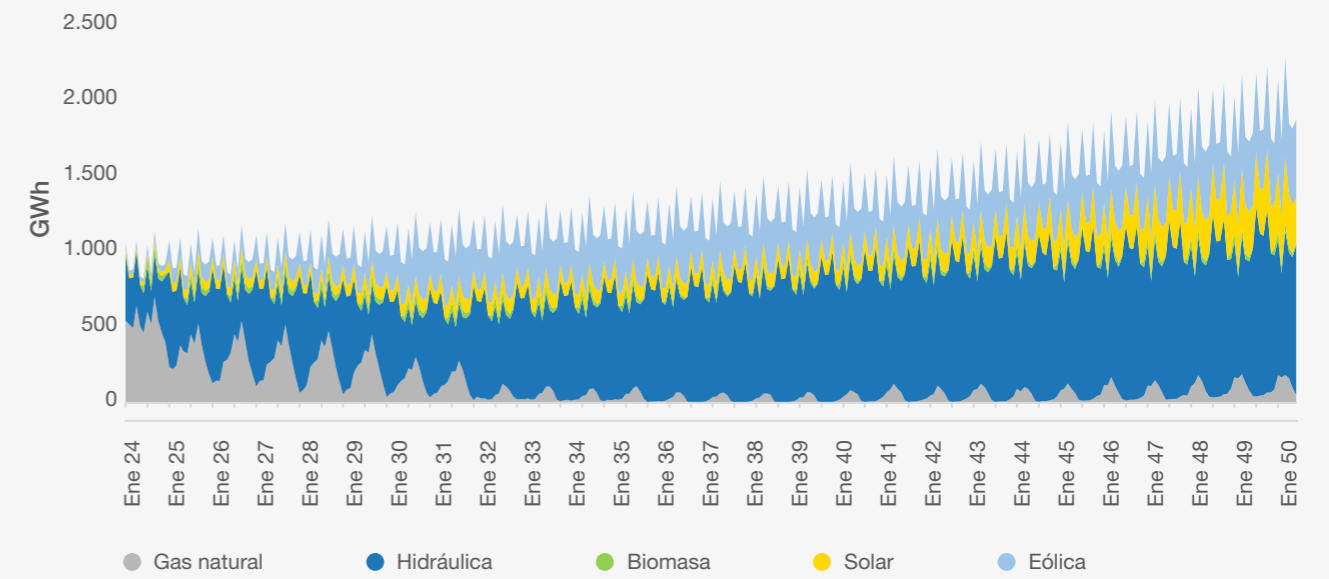
CUADRO A 2.1

Generación mensual en el sistema boliviano en el caso de BAU



CUADRO A 2.2

Generación mensual en el sistema boliviano en el caso de TE



# Apéndice 3

## » Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Bolivia

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	733	733
2025	897	897
2026	-	-
2027	114	114
2028	160	160
2029	190	190
2030	306	320
2031	125	135
2032	912	912
2033	-	-
2034	204	204
2035	-	-
2036	-	404
2037	404	404
2038	404	196

Año	Casos	
	BAU	TE
2039	-	196
2040	196	30
2041	196	29
2042	346	219
2043	34	230
2044	279	335
2045	99	136
2046	114	120
2047	192	299
2048	153	183
2049	202	201
2050	176	320

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	44	51
2024	Hidráulica	284	682
2025	Eólica	210	237
2025	Hidráulica	201	482
2025	Solar	227	178
2027	Eólica	105	114
2028	Eólica	150	160

Año	Tecnología	Capacidad adicional (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2029	Eólica	100	104
2029	Solar	120	86
2030	Eólica	300	306
2031	Eólica	90	90
2031	Solar	50	35
2032	Hidráulica	380	912
2034	Hidráulica	85	204
2037	Hidráulica	168	404
2038	Hidráulica	168	404
2040	Hidráulica	82	196
2041	Hidráulica	82	196
2042	Hidráulica	144	346
2043	Solar	60	34
2044	Hidráulica	100	240
2044	Solar	70	39
2045	Eólica	50	44
2045	Solar	100	56
2046	Eólica	50	44
2046	Solar	130	71
2047	Batería (6h)	10	13
2047	Eólica	114	99
2047	Solar	150	80
2048	Eólica	80	69
2048	Solar	160	85
2049	Batería (6h)	15	20
2049	Eólica	85	73

Año	Tecnología	Capacidad adicional (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2049	Solar	210	109
2050	Eólica	80	68
2050	Solar	210	108

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	44	51
2024	Hidráulica	284	682
2025	Eólica	210	237
2025	Hidráulica	201	482
2025	Solar	227	178
2027	Eólica	105	114
2028	Eólica	150	160
2029	Eólica	100	104
2029	Solar	120	86
2030	Eólica	300	306
2030	Solar	20	14
2031	Eólica	100	100
2031	Solar	50	35
2032	Hidráulica	380	912
2034	Hidráulica	85	204
2036	Hidráulica	168	404
2037	Hidráulica	168	404



Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2038	Hidráulica	82	196
2039	Hidráulica	82	196
2040	Solar	50	30
2041	Solar	50	29
2042	Hidráulica	72	173
2042	Solar	80	46
2043	Biomasa	10	12
2043	Hidráulica	72	173
2043	Solar	80	46
2044	Eólica	50	44
2044	Hidráulica	100	240
2044	Solar	90	51
2045	Eólica	60	53
2045	Solar	150	83
2046	Eólica	50	44
2046	Solar	140	76
2047	Batería (6h)	15	20
2047	Biomasa	15	18
2047	Eólica	94	81
2047	Hidráulica	41	99
2047	Solar	150	80
2048	Eólica	90	77
2048	Solar	200	106
2049	Batería (6h)	15	20
2049	Biomasa	20	24

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2049	Eólica	80	69
2049	Solar	170	89
2050	Batería (6h)	20	26
2050	Eólica	90	77
2050	Hidráulica	56	135
2050	Solar	160	82

# Apéndice 4

## » Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de Bolivia

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	102	149
2026	102	149
2027	119	174
2028	143	209
2029	179	260
2030	227	335
2031	251	370
2032	312	459
2033	312	459
2034	326	479
2035	326	519
2036	353	558
2037	380	596
2038	380	596

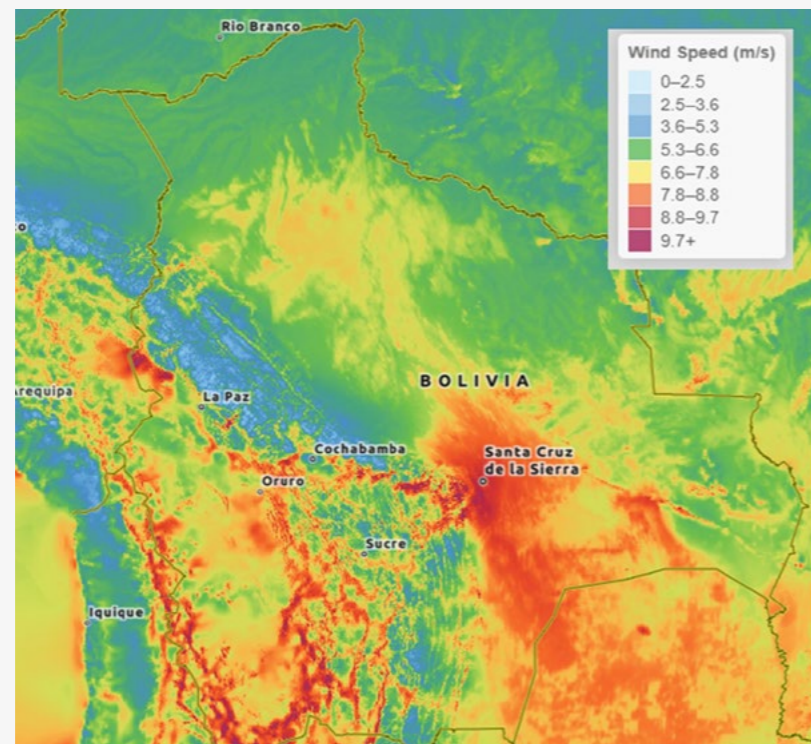
Año	Casos	
	BAU	TE
2039	406	596
2040	406	642
2041	406	665
2042	445	712
2043	479	747
2044	521	801
2045	571	900
2046	619	996
2047	690	1,102
2048	770	1,212
2049	842	1,351
2050	905	1,509

# Apéndice 5

## » Mapas del potencial renovable eólico y solar en Bolivia

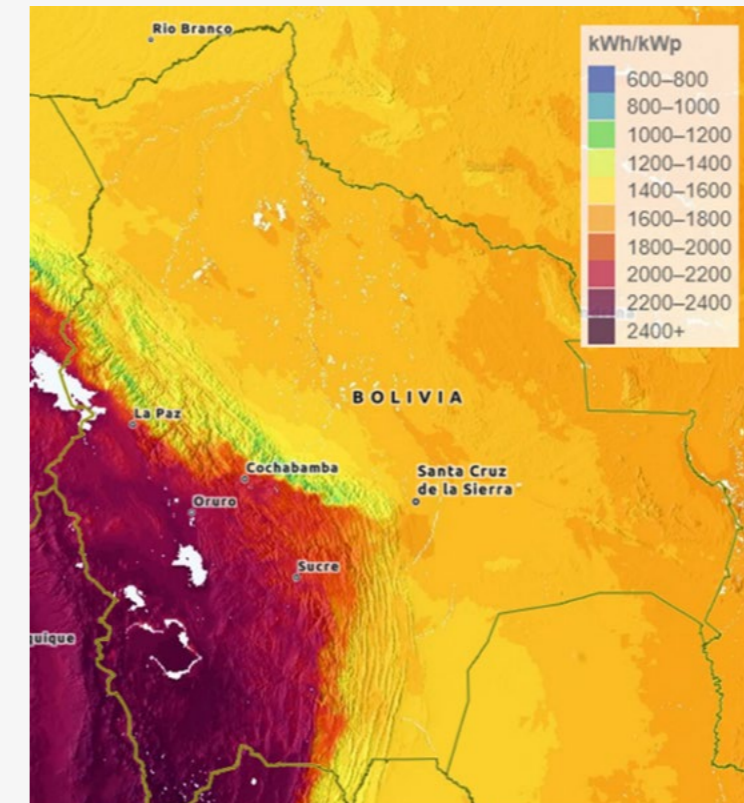
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en Bolivia



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>12</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

<sup>12</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>).

encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera 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.





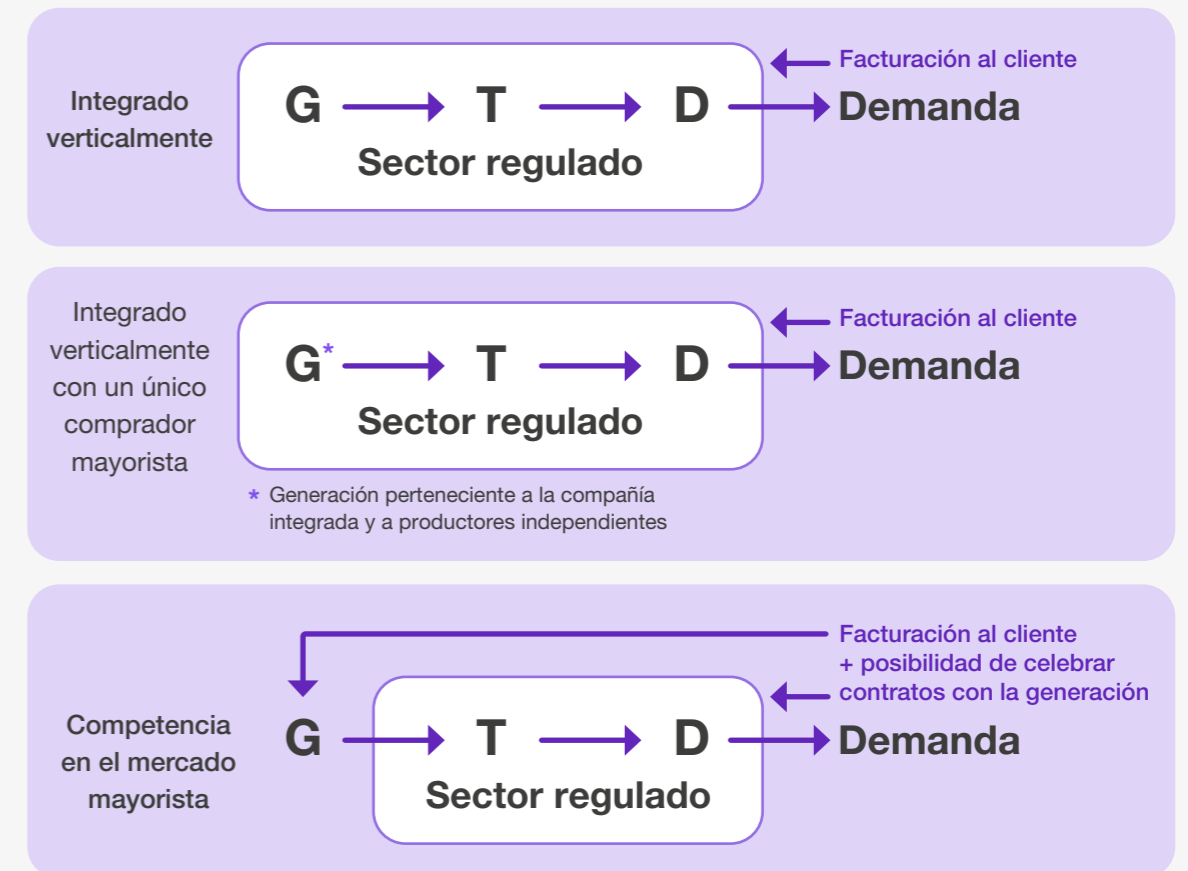
## Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

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.

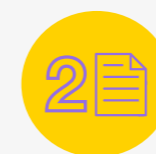
- Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.

▶ **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, Bolivia 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.

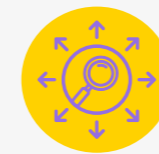
- ▶ **Planificación energética.** Un planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué 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.

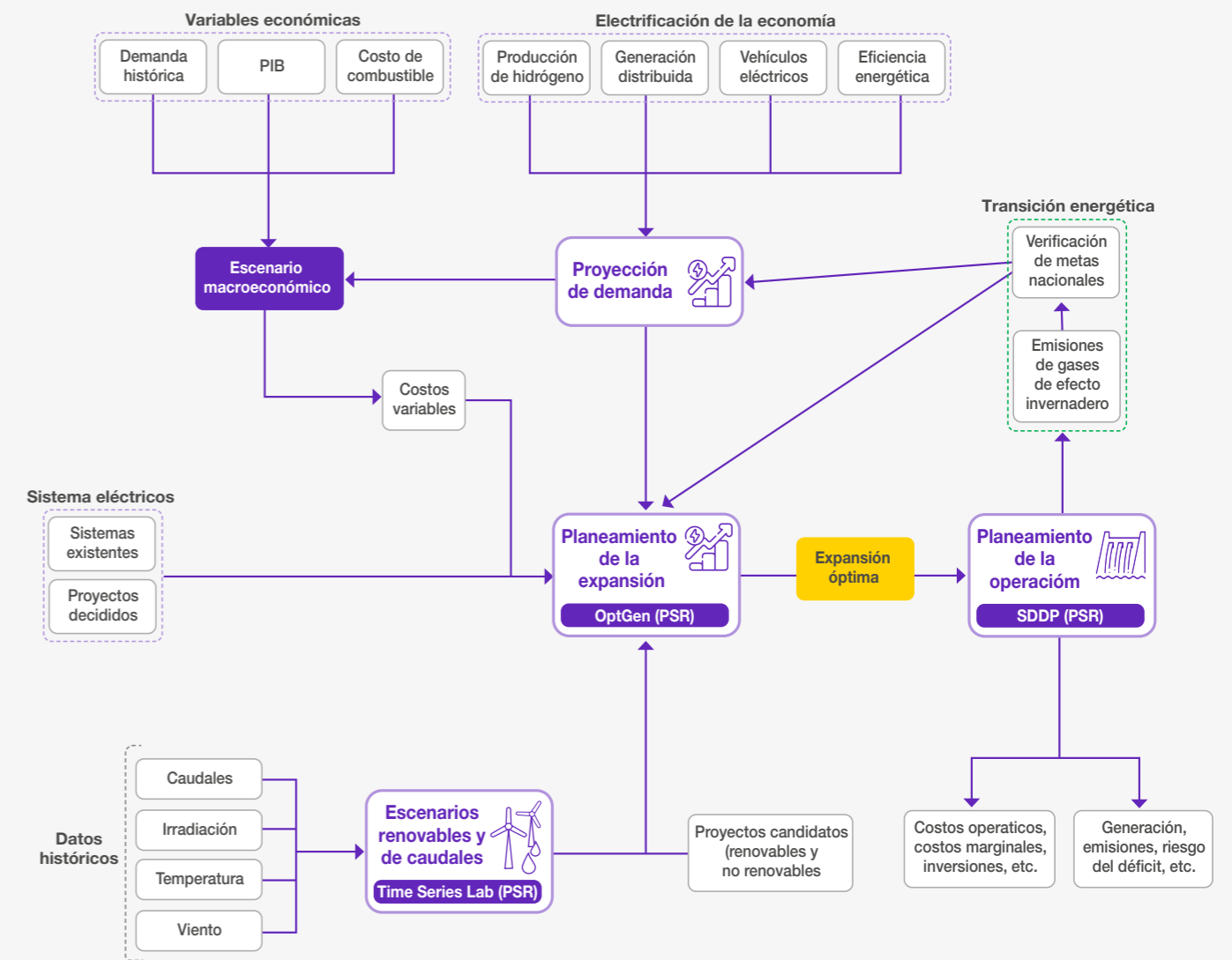
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros 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.

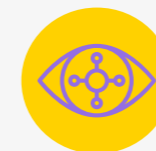
Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación 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 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.7.3 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

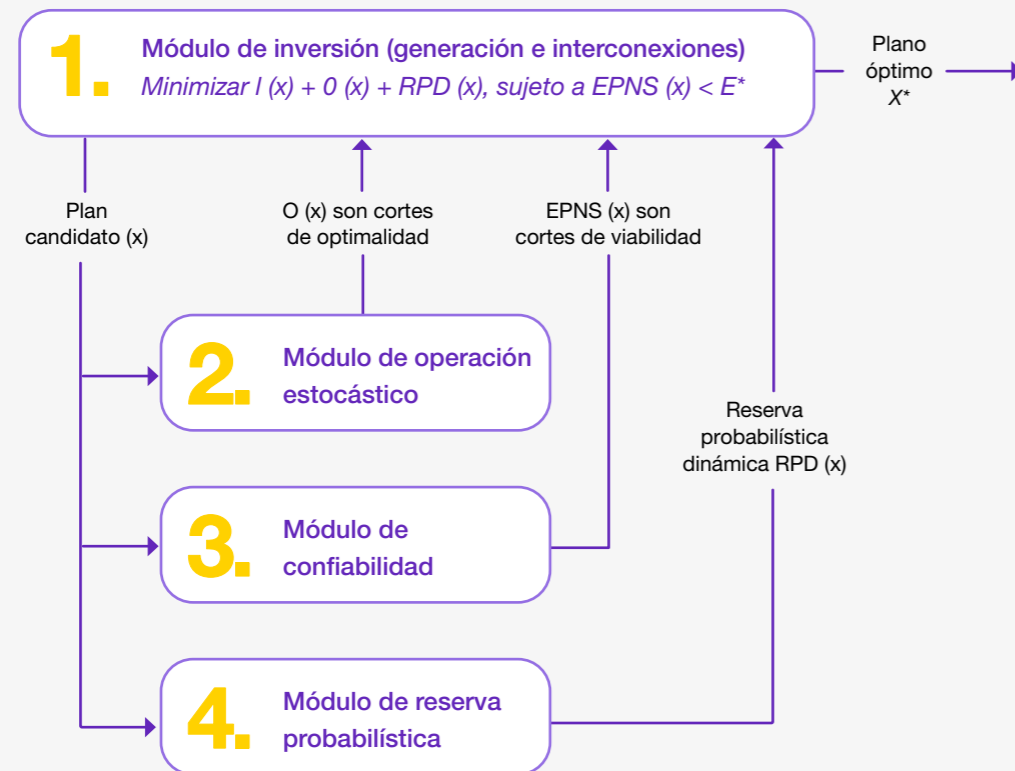
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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.

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

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

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.

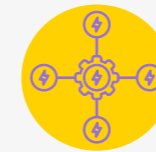
## ► Modelo de proyección seleccionado

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.



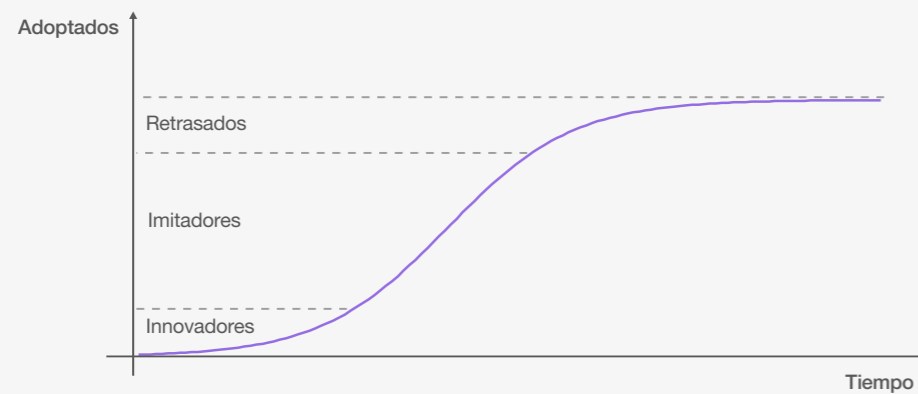
## Generación distribuida

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;

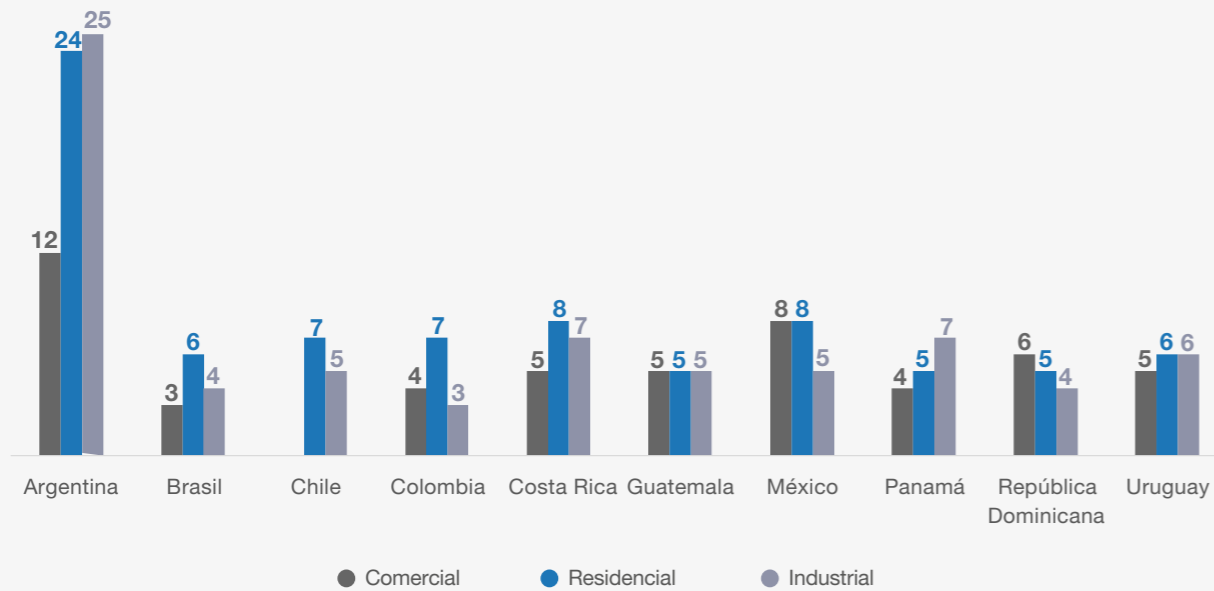
*SPB*: la sensibilidad al plazo de recuperación;

*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). En este informe se 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>13</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 Bolivia, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

<sup>13</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:

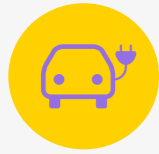
*F(t)*: la función de distribución acumulada;

*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 de cada país. 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

### ETAPA 1

Proyección de la demanda en el sector del transporte de cada país, utilizando técnicas de regresión lineal con base en variables socioeconómicas relevantes (PIB y población).

### ETAPA 2

Análisis de los balances energéticos de cada país para evaluar la proporción de participación de la electricidad en la demanda del sector del transporte

### ETAPA 3

Calibración de los parámetros de imitación e innovación a partir de metas de electrificación del sector del transporte.

### ETAPA 4

Proyección de la demanda de electricidad en el sector del transporte debido a la electrificación de parte de la flota en el largo plazo a partir de la aplicación del modelo de difusión.

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.



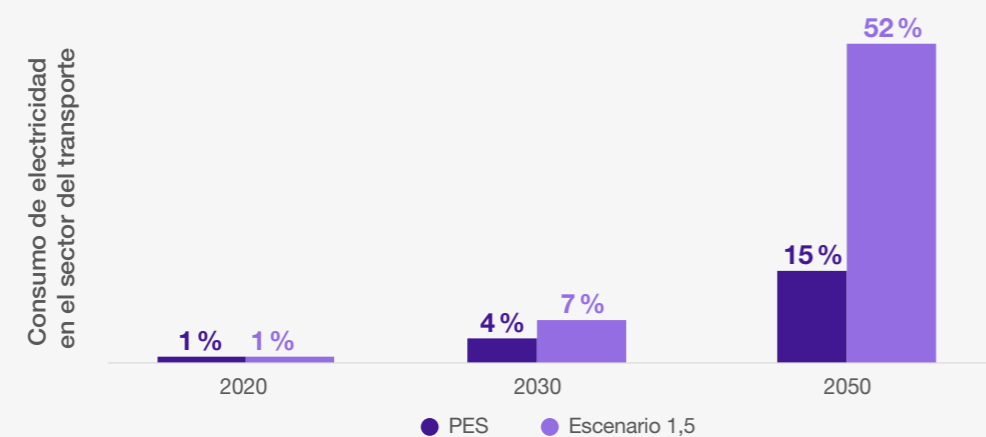
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- 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

Cumple las metas	{ Chile
5 años de retraso	{ Argentina, Barbados, Brasil, Colombia, México, Panamá y Uruguay
10 años de retraso	{ Bolivia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Jamaica, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Venezuela



## Hidrógeno verde

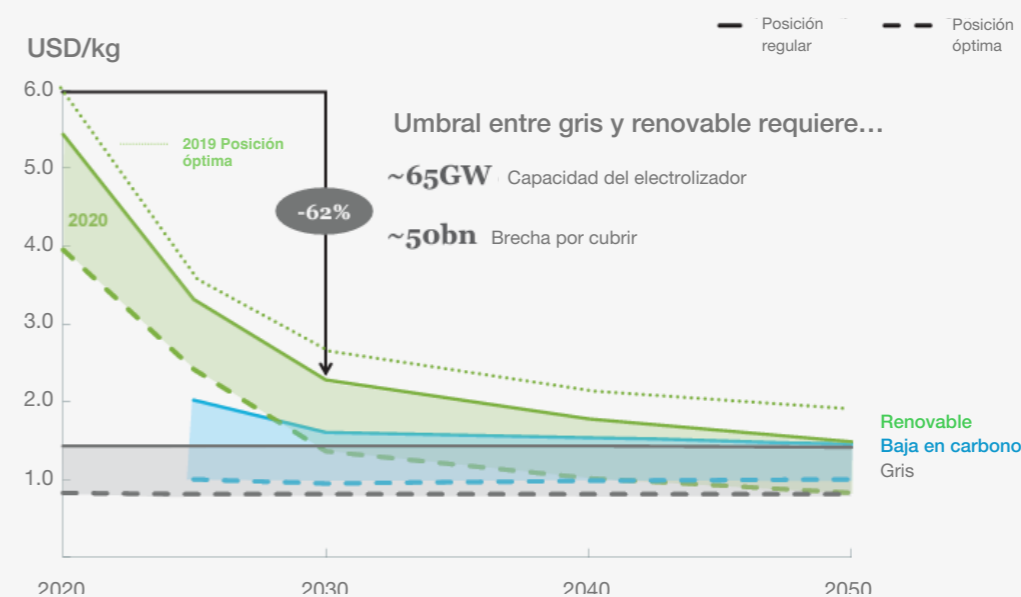
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados 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>14</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>14</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

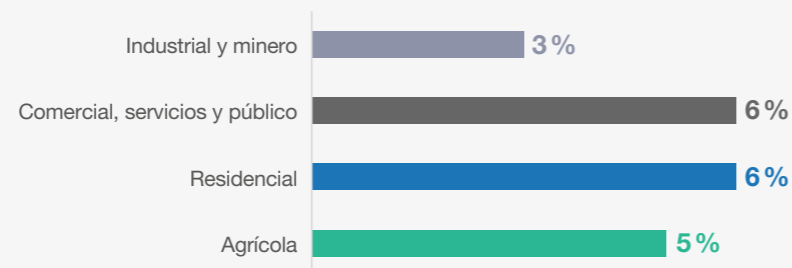
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances 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

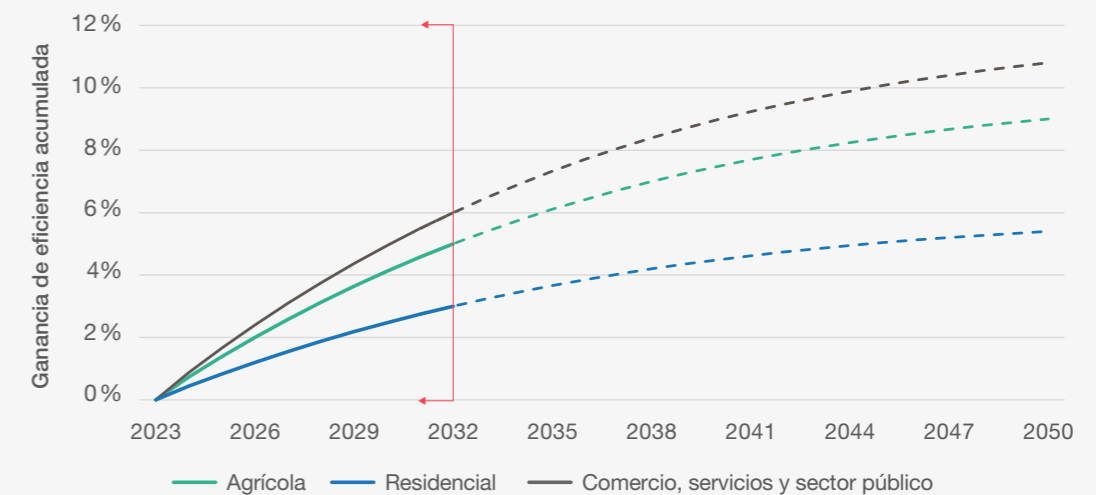


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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



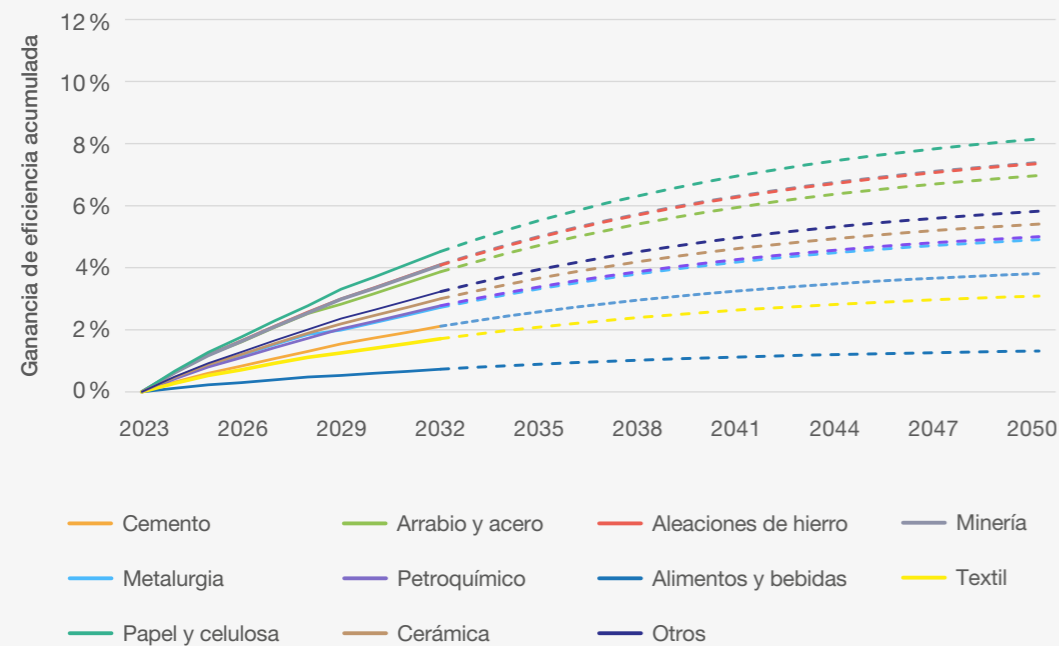
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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. La 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.

Adicionalmente, en el caso de las componentes adicionales 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.

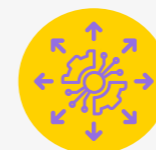
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas 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 estándares 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>15</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.

**Cálculo de las inversiones en transmisión**

<sup>15</sup> Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no se encontraron referencias de costo. De tal manera, se considera como costo unitario para esta LT una reducción de aproximadamente el 30% del costo de la LT de 69 kV.

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:

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

Siendo:

*L<sub>k,i</sub>*: la longitud de líneas de tensión *k* añadidas en el año *i* [km];

*C<sub>k</sub>*: el costo unitario de instalación de la línea de transmisión de nivel de tensión *k* [USD/km];

*CS<sub>i</sub>*: 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>16</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.

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:

<sup>16</sup> SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*Supervisory Control And Data Acquisition*).

- ▶ 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 Bolivia 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 Bolivia, 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	29	303	9.932
2040	184	1.527	62.212
2050	642	3.514	132.940

**▶ 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 (AC), 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

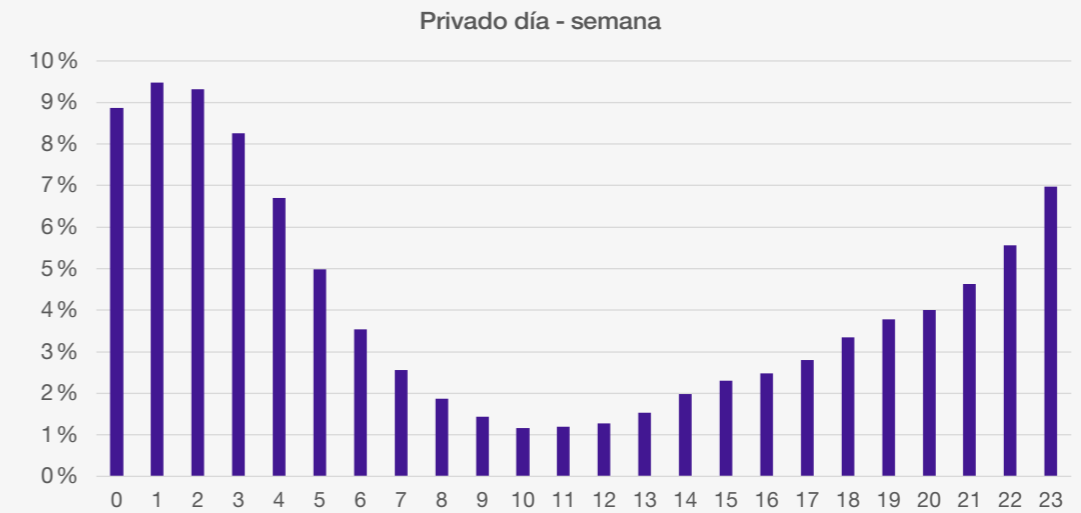
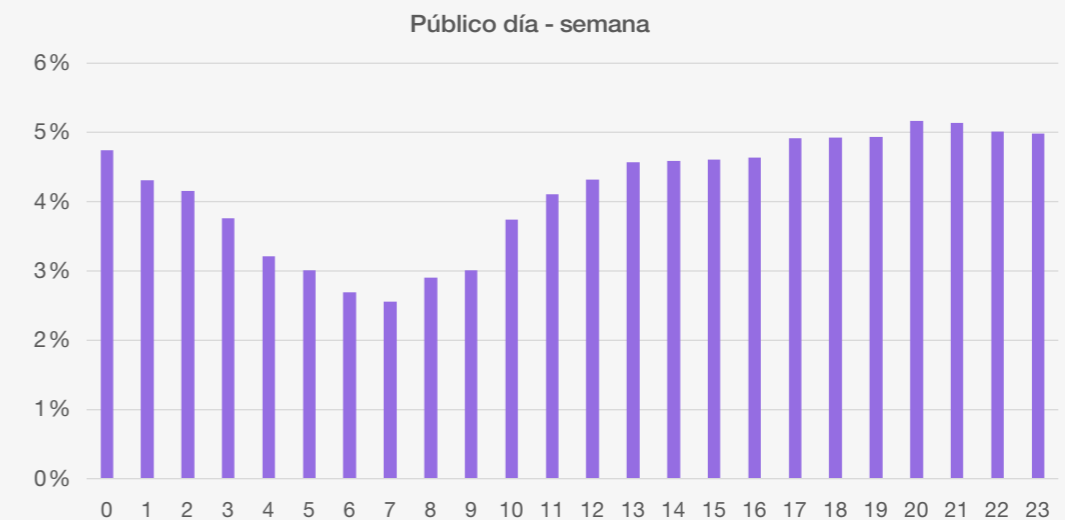


GRÁFICO A 8.8

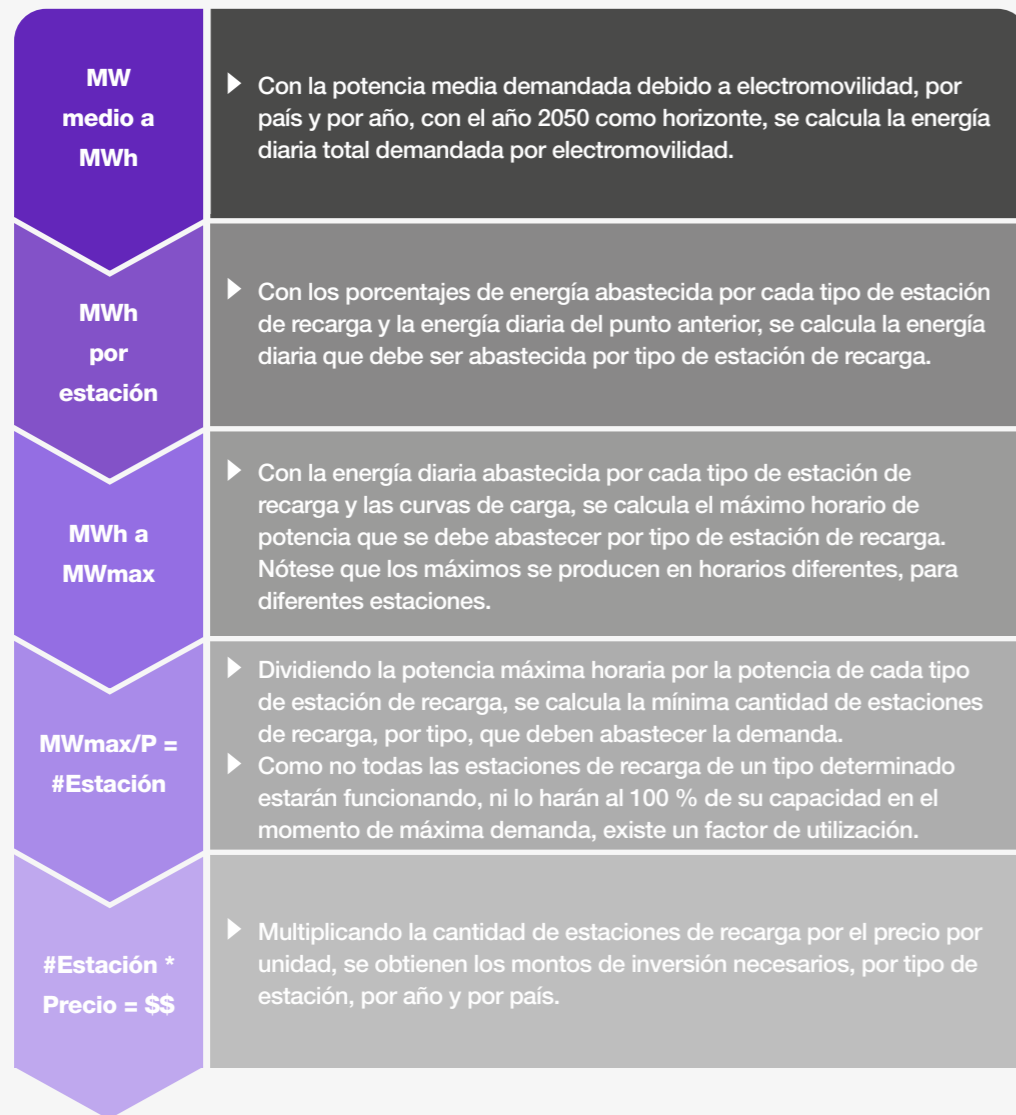
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.5, 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 las 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
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

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
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.

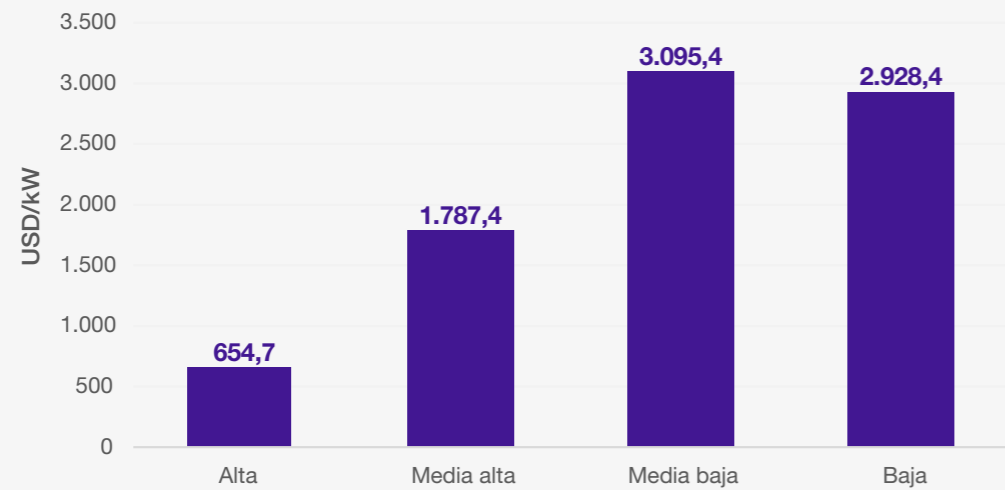
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.



