

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

de la región

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 la región

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 Migueis, Santiago Conchillo, Nicolás Stern, Juan Pablo Palacios y Leandro Iturralde.

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

Gestión editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

Revisión editorial y corrección de estilo

Ana Gerez

Diseño gráfico

<https://cleiman.com>

Fotografías

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

© CAF 2024

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



Acceso abierto bajo la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional (CC-BY-NC-ND 4.0). Para ver una copia de esta licencia, visite <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

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 de la región

Prólogo

Resumen ejecutivo



Introducción



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Estructura y funcionamiento sectorial	30
Políticas de transición energética	33
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Generación distribuida	
Planeamiento y regulación sectorial	48



Contextualización del ejercicio de expansión

Escenarios analizados	52
Metas de transición	53
Características de los países evaluados	56



Análisis de las expansiones de los sistemas evaluados

Expansión de la generación y transmisión	61
Tecnologías proveedoras de flexibilidad operativa	71
Inversiones en distribución	77
Análisis de las emisiones totales	79
Evaluación de los costos en la transición energética	84



Ejes de acción para la transición energética

Identificación de ejes de acción	89
Clasificación de los ejes de acción	92



Conclusiones

Anexo 1:
Adiciones de
capacidad por país

Anexo 2:
Inversiones en
generación por país
en el caso de BAU

Anexo 3:
Inversiones en
generación por país
en el caso de TE

Anexo 4:
Inversiones en
transmisión

Referencias

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



Cuadro 4.1

Objetivos adoptados en el escenario
de transición energética54

Cuadro 4.2

Adiciones de capacidad e inversiones
para el período 2024-2050 en el caso
de BAU68

Cuadro 4.3

Inversión total requerida para cada rubro
entre 2024 y 205078

Cuadro 6.1

Resumen de inversiones en los casos
de BAU y de TE98

Figura 2.1

Estructura sectorial de los países
estudiados31

Figura 2.2

Mecanismos para la remuneración de
las ERNC34

Figura 2.3

Existencia de un programa nacional
de eficiencia energética35

Figura 2.4

Existencia de una iniciativa nacional
de electromovilidad37

Figura 2.5

Existencia de una iniciativa nacional
de hidrógeno verde40

Figura 2.6

Existencia de una iniciativa nacional
de redes inteligentes42

Figura 2.7

Implementación de regulaciones nacionales de generación distribuida en la región hasta 2021

43

Figura 2.8

Mecanismos de remuneración de la generación distribuida

44

Figura 2.9

Consideración del gas natural como vector de transición

46

Figura 2.10

Planificación eléctrica a escala nacional

49

Figura 3.1

Casos simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación

53

Figura 5.1

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

91

Figura 5.2

Clasificación de los ejes de actuación con respecto a sus retornos, impactos y madurez

93

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1

Demanda de electricidad en países de América Latina y el Caribe

57

Gráfico 3.2

Canasta de capacidad instalada para la región de América Latina y el Caribe a finales de 2022

58

Gráfico 3.3

Capacidad instalada en los países al finalizar 2022

59

Gráfico 4.1

Adiciones de capacidad entre 2031 y 2040 en el caso de BAU

62

Gráfico 4.2

Adiciones de capacidad entre 2041 y 2050 en el caso de BAU

62

Gráfico 4.3

Portafolio de tecnologías para los 18 países evaluados en el caso de BAU

63

Gráfico 4.4

Adiciones de capacidad entre 2031 y 2040 en el caso de TE por tecnología

65

Gráfico 4.5

Adiciones de capacidad entre 2041 y 2050 en el caso de TE por tecnología

66

Gráfico 4.6

Portafolio de tecnologías para los 18 países evaluados en el caso de TE

67

Gráfico 4.7

Inversiones totales en generación y transmisión para el período 2024-2050 en ambos escenarios

69

Gráfico 4.8	Comparación del portafolio de proyectos en operación en 2050 en ambos casos	70
Gráfico 4.9	Perfiles típicos de generación distribuida y consumo de vehículos eléctricos	72
Gráfico 4.10	Comparación de los perfiles de demanda neta en el caso de TE en el sistema brasileño	74
Gráfico 4.11	Perfiles de generación para 2050 del sistema brasileño en el caso de TE	75
Gráfico 4.12	Adiciones de capacidad en centrales que aportan flexibilidad a los sistemas eléctricos	76
Gráfico 4.13	Intensidad de las emisiones en el sector eléctrico en 2023 para las diferentes regiones del mundo	80
Gráfico 4.14	Reducción acumulada de emisiones en el caso de TE	81
Gráfico 4.15	Prima verde asociada al caso de la transición energética para cada país	85

Abreviaciones

BAU	Continuidad o <i>business as usual</i>
CAC	Captura y almacenamiento de carbono
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CSP	Termosolar de concentración
ERNC	Energías renovables no convencionales
GD	Generación distribuida
TE	Transición energética
TWh	Teravatio por hora
USD	Dólares estadounidenses
VE	Vehículos eléctricos
GW	Gigavatio
kWh	Kilovatio por hora
MtCO₂	Millón de toneladas de dióxido de carbono
MUSD	Millón de dólares estadounidenses
MW	Megavatio

Prólogo

» En un mundo donde la sostenibilidad y la equidad social se han convertido en pilares fundamentales del desarrollo, la transición hacia fuentes de energía renovables no convencionales emerge como una necesidad imperiosa.

Este estudio integral sobre el sector eléctrico de los países de América Latina y el Caribe se enmarca en este contexto global y ofrece una visión detallada y estratégica para alcanzar la descarbonización del sector eléctrico para el año 2050.

La reducción de costos en la generación de energía renovable, impulsada por avances tecnológicos y regulaciones efectivas, ha transformado las matrices energéticas y modificado los paradigmas tradicionales. Sin embargo, los desafíos persisten, especialmente en la gestión de intermitencias, el almacenamiento de electricidad y la sustitución de motores de combustión por eléctricos. Estos retos requieren inversiones significativas y una planificación meticulosa.

El estudio no solo analiza la situación actual del sector eléctrico de la región, sino que también traza una hoja de ruta para su transformación. A través de un enfoque dual que contempla un escenario de continuidad y otro de transición energética, se evalúan las inversiones necesarias y se identifican proyectos clave para una transición exitosa. Además, se destacan las lecciones aprendidas de otras regiones y países que han avanzado en la descarbonización, proporcionando un marco de referencia valioso.

El potencial de América Latina y el Caribe para desarrollar energías renovables, combinado con políticas bien articuladas, representa una oportunidad

única para avanzar hacia un futuro más sostenible y equitativo. Este estudio presenta una visión regional del sector eléctrico con información detallada y proyecciones a 2050, así como una guía exhaustiva para los tomadores de decisiones, investigadores y todos aquellos interesados en el futuro energético de la región.

Esperamos que este trabajo contribuya significativamente a la formulación de políticas y medidas que permitan a América Latina y el Caribe no solo alcanzar sus metas de descarbonización, sino también liderar con ejemplo.

Resumen ejecutivo

» Existe un gran potencial en los países de América Latina y el Caribe para impulsar el desarrollo de las energías renovables, adoptar energías más limpias y avanzar en los procesos de descarbonización de la generación eléctrica.

Sin embargo, es necesario conocer el punto de partida y las particularidades de los países para articular e implementar de forma apropiada políticas que favorezcan la transición energética en las próximas décadas, particularmente cuando se quiere cumplir el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social.

Este informe ofrece una visión comprensiva sobre la transición energética en América Latina y Caribe, destacando tanto las oportunidades como los desafíos 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 los gases de efecto invernadero (GEI).

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para el desarrollo del sector eléctrico de la región, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus

implicaciones a largo plazo. Ese análisis hará posible establecer los parámetros de expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad); identificar los requerimientos asociados a la transmisión, producto de la expansión de la generación, y estimar los costos a nivel de distribución asociados a elementos propios del proceso de transición energética (generación distribuida, electromovilidad y otros).

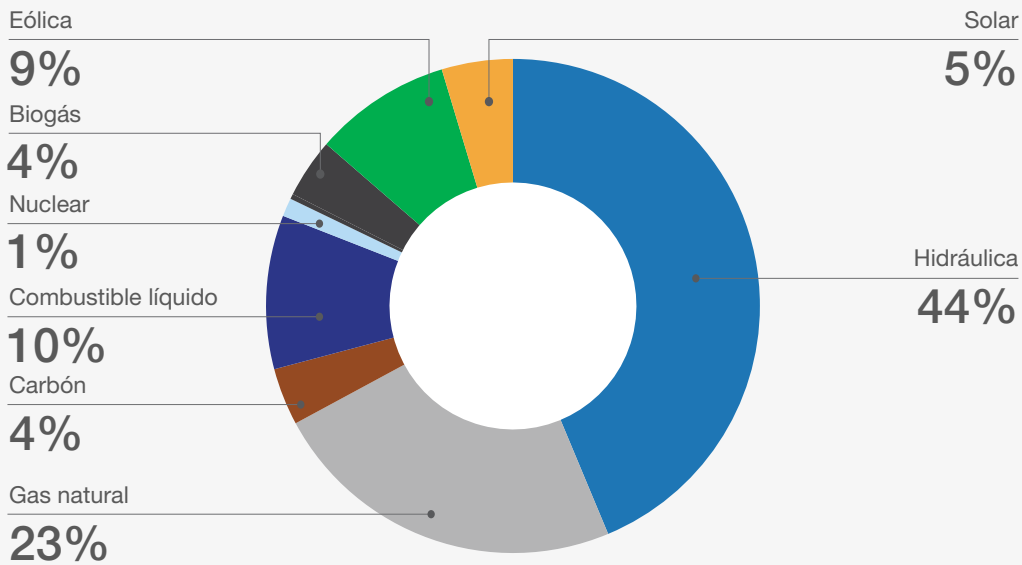
El estudio sectorial regional sobre la transición energética en América Latina y el Caribe muestra que este proceso implica una transformación significativa de los sistemas eléctricos, impulsada por la incorporación de energías renovables no convencionales, la digitalización de las redes, la adopción de tecnologías de almacenamiento y de aquellas que proporcionan flexibilidad. Además, resalta la necesidad de una colaboración entre los sectores público y privado para alcanzar los objetivos de descarbonización en cada país, lo que depende de sus recursos y regulaciones.

El informe identifica dos etapas clave en la transición: la descarbonización de la matriz eléctrica y la implementación de nuevas tecnologías como la electromovilidad y el hidrógeno verde. Algunos países ya han avanzado en la primera etapa (como Brasil, Chile, Costa Rica y Uruguay, por citar algunos ejemplos), mientras que otros enfrentan desafíos tanto en la descarbonización como en la adopción de nuevas tecnologías (casos de Argentina, México y Venezuela, entre otros). El estudio hace un análisis de la estructura sectorial, las políticas de transición energética y la planificación regulatoria, destacando las diferentes estrategias y avances en los países, así como la necesidad de adaptar las políticas a las particularidades de cada uno para garantizar una transición que sea factible, considerando las situaciones individuales.

La región se destaca a nivel mundial por la alta participación de las fuentes hidroeléctricas en su matriz de generación, que representaban casi 195 gigavatios (GW) de capacidad instalada en 2022 (44 % del total). Los países con el mayor volumen de hidroeléctricas en operación son Brasil (110 GW), Venezuela (16 GW), México (12 GW) y Colombia (12 GW). La segunda fuente más relevante en la canasta de generación de la región son las plantas de gas natural, con un total de 104 GW de capacidad instalada, destacando particularmente por el uso de esta fuente México (33 GW), Argentina (21 GW) y Brasil (16 GW).

GRÁFICO 1

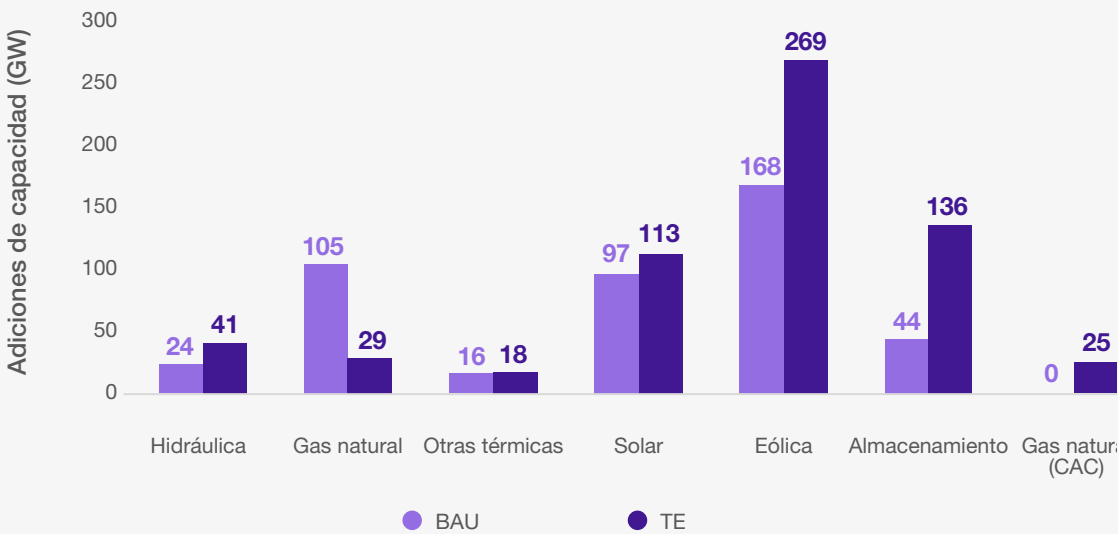
Canasta de capacidad instalada en América Latina a finales de 2022



Al analizar la evolución de los sistemas eléctricos proyectada en este informe, el principal punto destacable es que la expansión de las energías renovables no convencionales (ERNC) es la tendencia más importante observada para el futuro energético de la región. Esta expansión está impulsada por el gran potencial de recursos naturales de los países y por los costos competitivos en comparación con las fuentes tradicionales. Tanto en el caso de BAU como en el caso de TE, las ERNC emergen como componentes centrales de la futura matriz energética. El gráfico 2 muestra las adiciones totales de capacidad calculadas para el periodo 2024-2050, evidenciando esta tendencia.

GRÁFICO 2

Adiciones de capacidad en los casos de BAU y TE en el periodo 2024-2050



La fuente eólica es la que presenta la mayor cantidad de adiciones en ambos escenarios, con 168 GW en el caso de BAU y 269 GW en el caso de TE. En cuanto a la energía solar, el total de adiciones es de 97 GW en el primer escenario y 113 GW en el segundo. En ambos casos evaluados, las ERNC representan más del 50 % de las inversiones totales en nuevas plantas de generación de energía.

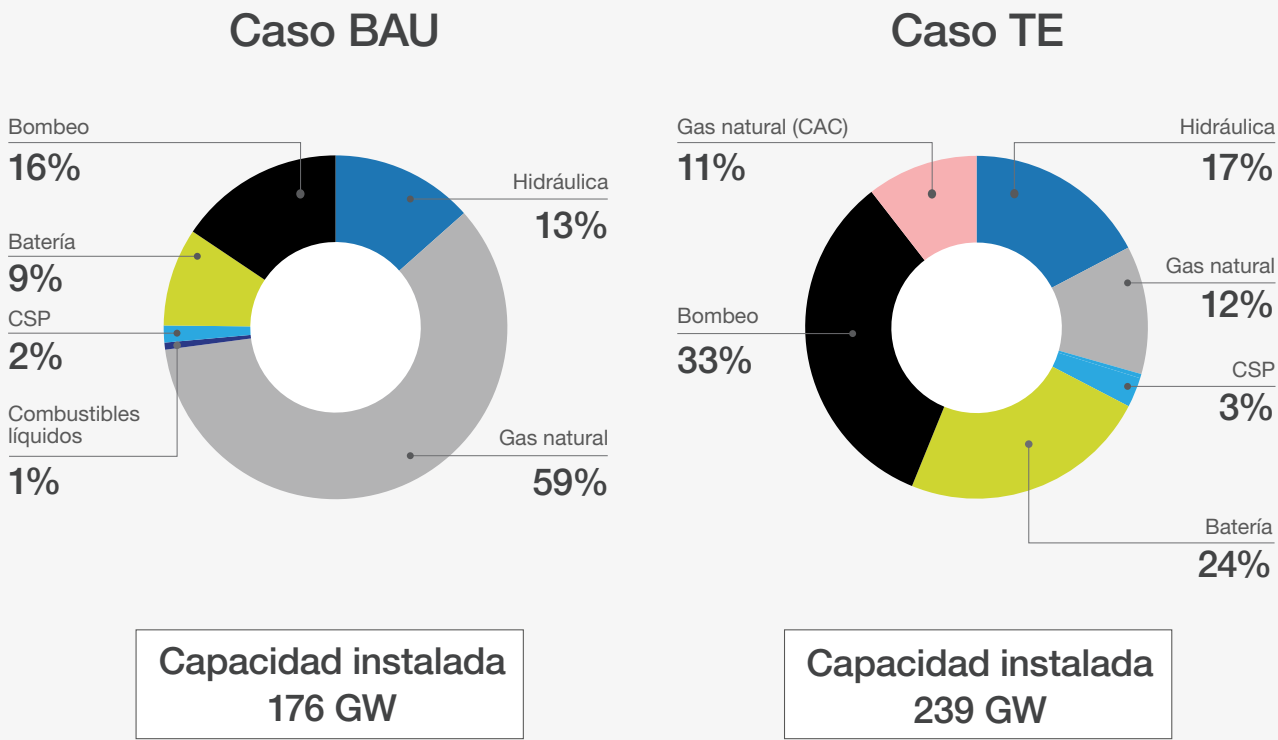
El aumento de la participación de fuentes renovables variables, como la solar y la eólica, implica desafíos adicionales, especialmente en términos de mayor variabilidad e incertidumbre en el suministro de energía. Esto hace necesarias inversiones en tecnologías que proporcionen flexibilidad operativa a los sistemas eléctricos. En el caso de BAU, las principales tecnologías añadidas para cumplir este rol, junto con las hidroeléctricas, son las plantas de gas natural. Sin embargo, a fin de alcanzar las metas de descarbonización en el caso de TE, se ha producido un cambio hacia energías más limpias para desempeñar esta función. Las tecnologías de almacenamiento, como las baterías y las centrales de bombeo, se vuelven esenciales para mitigar la intermitencia de las fuentes renovables y garantizar la seguridad del suministro.

en un escenario orientado a la descarbonización del sector de generación de electricidad en los países de la región.

Las adiciones de tecnologías que aportan flexibilidad¹ a los sistemas eléctricos en el escenario de BAU representan un total de 176 GW, lo que implica inversiones equivalentes a 287.000 millones de dólares estadounidenses (USD). En el caso de TE, las adiciones ascienden a 239 GW, lo que supone un total de USD 453.000 millones. El gráfico 3 presenta una comparación de las adiciones de capacidad totales en los dos casos evaluados.

GRÁFICO 3

Adiciones de capacidad en centrales que aportan flexibilidad a los sistemas eléctricos

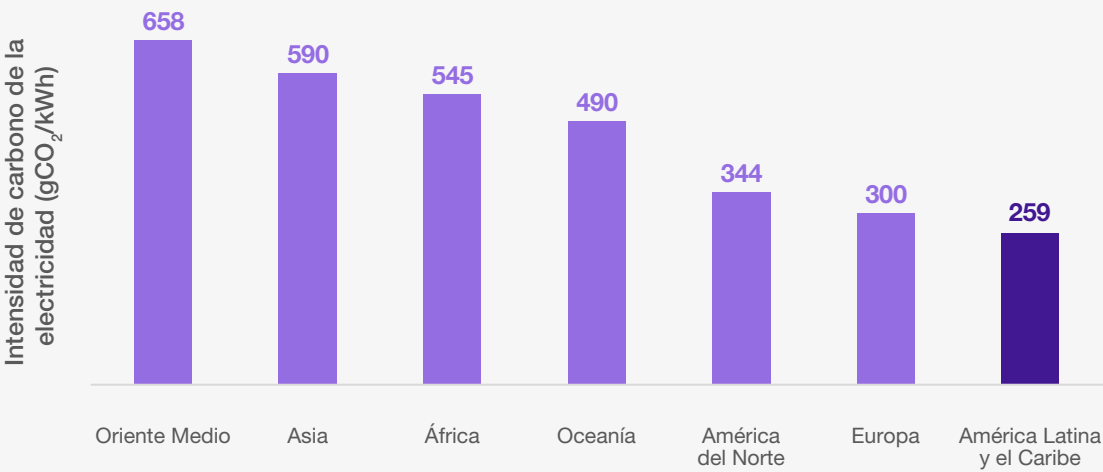


¹ En este informe se considera que las plantas térmicas a gas, las plantas a combustible líquido, las baterías, las centrales de bombeo, las plantas termosolares de concentración (CSP) y las hidroeléctricas son tecnologías capaces de agregar flexibilidad a los sistemas eléctricos desde el punto de vista de la oferta.

En cuanto a los niveles de emisión de GEI en el sector de generación de energía eléctrica, un aspecto destacado es que América Latina y el Caribe ya presenta niveles considerados bajos en comparación con otras regiones del mundo. Al analizar el gráfico 4, se puede observar que, en promedio, la región tenía en 2023 el nivel más bajo del mundo de emisiones de carbono por generación eléctrica, con valores que son menos de la mitad de los observados en regiones como Oriente Medio, Asia y África, por ejemplo.

GRÁFICO 4

Intensidad de las emisiones en el sector eléctrico en 2023 para las diferentes regiones del mundo



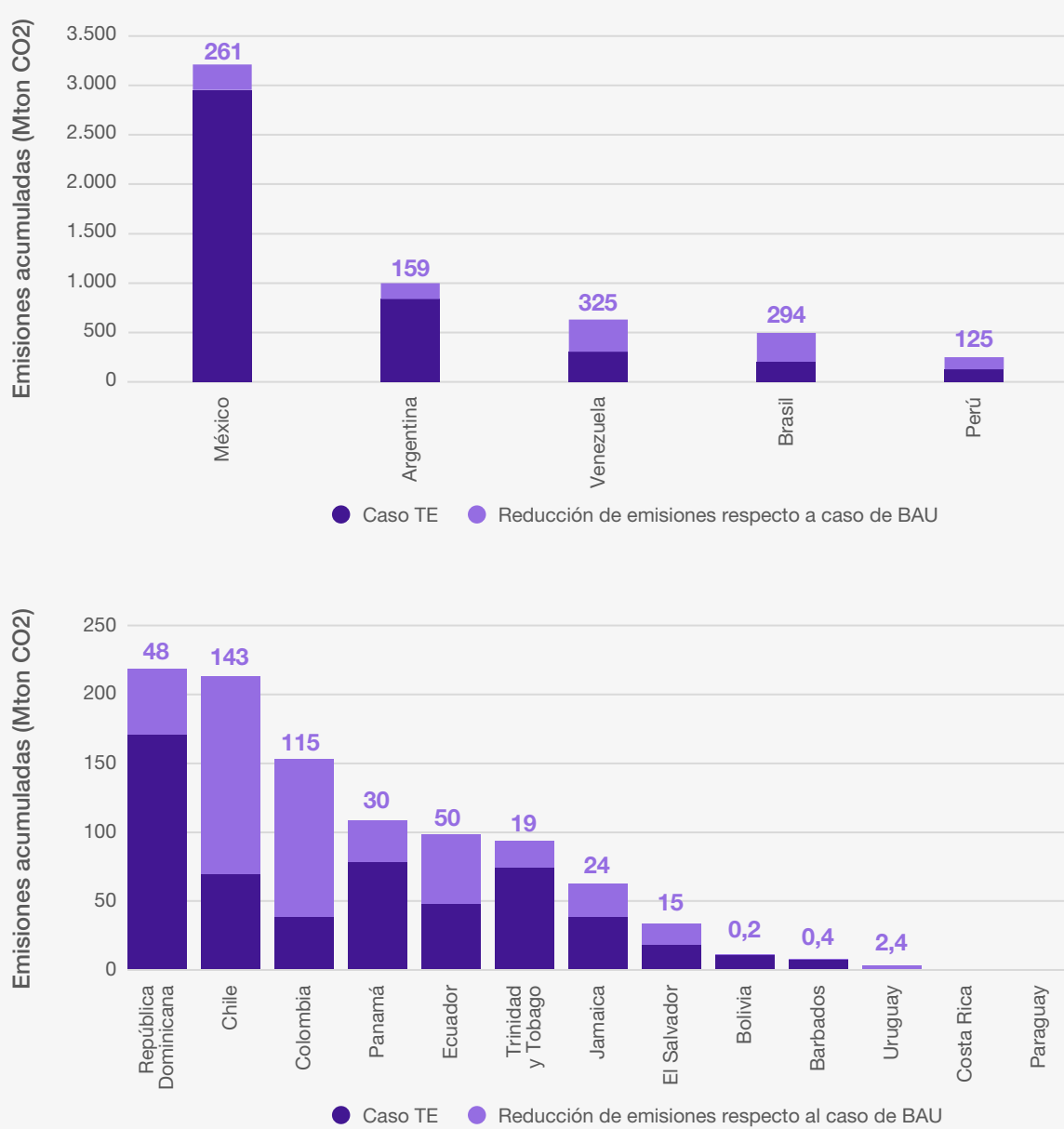
Fuente: Elaboración propia con datos de Ember (2024, con procesamiento por Our World in Data).

Con el aumento de la participación de las fuentes renovables en la región, se proyecta que estos niveles sean aún más bajos en los años futuros para los dos casos evaluados. El análisis de las emisiones de CO₂ acumuladas entre 2025 y 2050 muestra reducciones en el caso de TE más altas que en el caso de BAU, destacando los esfuerzos para alcanzar los objetivos de descarbonización en la región. Brasil lidera en disminución porcentual (59 %), seguido de Venezuela (51 %) y Perú (49 %), impulsada por la integración de energías renovables y los objetivos de descarbonización.

En México y Argentina, las reducciones son proporcionalmente más bajas (16 % y 8 %, respectivamente), debido a la falta de metas de emisiones netas cero para 2050. Sin embargo, en términos absolutos, el descenso en estos países se encuentra entre los más grandes de los 18 evaluados. Otros países, como Colombia y Chile, muestran retrocesos significativos (72 % y 67 %, respectivamente), que están alineados con sus objetivos de cero emisiones para 2050. En el Caribe, Jamaica, República Dominicana y Trinidad y Tobago reducen sus emisiones principalmente mediante la incorporación de tecnologías de fuentes renovables y el desmantelamiento de plantas térmicas. En Panamá se elimina casi el 30 % de las emisiones considerando las metas de descarbonización adoptadas. Por su parte, Ecuador y El Salvador logran cero emisiones al reemplazar completamente la generación termoeléctrica con fuentes limpias hasta el último año evaluado.

En Bolivia, la reducción no es significativa debido a la alta proporción de energías renovables en ambos escenarios. Países como Costa Rica, Paraguay y Uruguay mantienen niveles de emisiones nulos o casi nulos debido a la elevada participación de este tipo de energía en sus sistemas desde el inicio del período evaluado. El gráfico 5 presenta las emisiones en todos los países estudiados, así como el total de reducciones en el caso de transición energética. Los valores presentados son las emisiones acumuladas para el período entre 2024 y 2050.

GRÁFICO 5
Reducción acumulada de emisiones en el caso de TE en el periodo 2024-2050

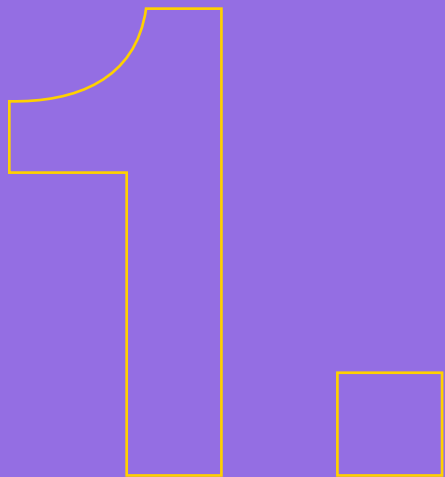
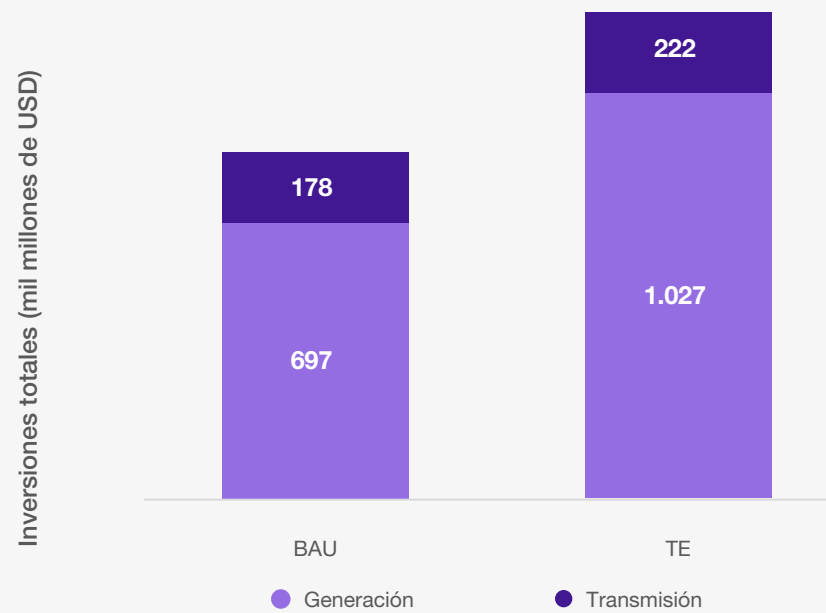


Finalmente, se proyectan inversiones totales de USD 178.000 millones en los sistemas de transmisión para el caso de BAU y USD 222.000 millones en el caso de TE, lo que representa un aumento del 25 %. Estas cifras equivalen

aproximadamente al 20 % del costo total de inversión (considerando tanto generación como transmisión). Así, el total de la inversión alcanza USD 875.000 millones en el primer escenario y USD 1,248 billones en el segundo, lo que supone un incremento del 42 %, asociado al cumplimiento de las metas de descarbonización de los países.

GRÁFICO 6

Inversiones totales en generación y transmisión para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU de TE



Introducción



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

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

En este marco, los desafíos que tiene por delante el sector eléctrico de los países, particularmente los miembros de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe—, a fin de alcanzar los objetivos de descarbonización en el año 2050, incluyen una detallada comprensión de la situación actual del sistema como punto de partida y la definición de las acciones de transición que configurarán el camino por recorrer para cumplir dichos objetivos. En ese 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.

El potencial existente en la región para continuar desarrollando las energías renovables, sumado a una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición, representa una oportunidad significativa para que estos países logren las metas en un entorno sustentable y con mayor equidad social.

A fin de apoyar a los países miembro de CAF en la formulación de políticas y la adopción de medidas que les permitan aprovechar ese potencial y avanzar en su transición energética, se llevó a cabo un estudio integral de largo plazo del sector eléctrico en el que se analizaron los siguientes puntos:

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

Los países analizados en este trabajo son Argentina, Barbados, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela, todos ellos miembros de CAF².

Como parte de este estudio, se realizaron dos proyecciones para el período 2023-2050 tras considerar las características de cada país, su marco institucional, las políticas, las regulaciones y los planes relativos al sector de electricidad de los Gobiernos respectivos, el estado actual de sus matrices eléctricas y sus potencialidades, particularmente para el desarrollo de nuevas tecnologías. La primera proyección se focaliza en un escenario de continuidad, al que se denomina con el acrónimo BAU (del inglés, *business as usual*), que considera una expansión del sistema eléctrico del país siguiendo criterios exclusivamente económicos. La segunda contempla un escenario de transición energética (TE), que tiene en cuenta una expansión económica que restringe las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector eléctrico considerando que todos los países deben cumplir con metas de descarbonización en sus sistemas a lo largo del período evaluado (2024-2050).

² Honduras no se incluyó en este estudio ya que aún no era país miembro en el momento de su elaboración.

El objetivo de este compendio es sintetizar los análisis sobre las brechas de desarrollo identificadas en los países de América Latina y el Caribe (ALC) para alcanzar las metas de transición energética que se han fijado. Además, se evalúan la evolución del portafolio de generación eléctrica en la región y las inversiones necesarias para el desarrollo de los sistemas de generación, transmisión y distribución en cada uno de esos escenarios. Los resultados de ese análisis permiten formular un conjunto de conclusiones y posibles ejes de acción para un mejor posicionamiento de la región en función de cuál es el punto de partida de cada país y sus potencialidades.

Este compendio va acompañado de un conjunto de apéndices que ofrecen datos desagregados por países sobre la adición de capacidad, las inversiones en generación y transmisión de cada país en esos escenarios.

2.

Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo



» El análisis del sector eléctrico regional fue realizado 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”³.

Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos en el que confluyan 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 las redes y los sistemas de medición en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, el almacenamiento o la movilidad eléctrica). Esos son algunos de los aspectos que están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico diferente al desarrollado en las últimas décadas.

El proceso de transición involucra a distintos actores del ámbito público y privado, que deben trabajar coordinadamente para lograr los objetivos pautados en cada país, según los recursos disponibles y estrategias esbozadas para el corto, mediano y largo plazo. Es en este punto donde las diferencias entre los países, aún dentro de América Latina y el Caribe, son evidentes. Por ello, y con el objeto de plantear un marco que permita ordenar y clarificar el grado de avance de la transición energética alcanzado individualmente por los países, se considera importante tener en cuenta dos etapas de ese proceso:

³ Existen, en la literatura, numerosas definiciones similares, que pueden variar en detalles pero que mantienen el núcleo de lo que significa la transición energética. Esta, en particular, fue tomada de la web del Gobierno de Argentina (<https://www.argentina.gob.ar/cnea/destacados/transicion-energetica-y-tecnologia-nuclear/que-es-la-transicion-energetica>)

- ▶ Una primera etapa de descarbonización de la matriz de generación eléctrica, mediante la incorporación de centrales eléctricas de generación renovable.
- ▶ Una segunda de implementación de nuevas tecnologías para la descarbonización del sector energético, incluyendo la electromovilidad, la eficiencia energética, el hidrógeno verde, etc.

Existen países, como Uruguay o Costa Rica, por citar algunos ejemplos regionales, que han desarrollado la primera etapa con éxito y actualmente están incorporando mecanismos de descarbonización del sector energético. La mayoría de los países aborda ambas etapas en forma simultánea, características que se consideran también en este informe.

El estudio comenzó por un análisis del estado en el que se encuentra la normativa en términos de transición energética en cada país. Así, se desarrolló una caracterización basada en tres criterios:

- ▶ La estructura y el funcionamiento sectorial.
- ▶ Las políticas de transición energética.
- ▶ El planeamiento y la regulación sectorial.

En cuanto a las políticas para la transición en cada uno de los países miembro de CAF analizados, se identificaron brechas de progreso en términos regulatorios, normativos e institucionales para la incorporación de las siguientes tecnologías:

- ▶ Generación renovable convencional y no convencional.
- ▶ Eficiencia energética.
- ▶ Movilidad eléctrica.
- ▶ Hidrógeno verde.
- ▶ Redes y medición inteligentes.
- ▶ Gas natural como combustible de transición energética.
- ▶ Generación distribuida renovable no convencional.
- ▶ Almacenamiento con baterías a gran escala.

A continuación, se exponen las conclusiones obtenidas de los análisis efectuados.



Estructura y funcionamiento sectorial

La estructura del sector eléctrico y los niveles de competencia posible en cada uno de los segmentos de la industria influyen en la perspectiva para encarar la transición. Mientras que los sectores abiertos y sometidos a la competencia significan un importante incentivo para que los agentes elaboren estrategias anticipadoras del mercado e innovadoras en los modelos de negocio asociados a la transición, los sectores integrados verticalmente pueden resultar más efectivos a la hora de incorporar los objetivos de la transición en el desarrollo del sector eléctrico.

En la práctica, ni los servicios públicos de propiedad vertical ni los sistemas competitivos liberalizados son socioeconómicamente eficientes y sostenibles por defecto. Ambos pueden ser capturados por la burocracia y la ineficacia. Así pues, sea cual sea la vía elegida (propiedad pública o liberalizada), el éxito de la transición dependerá de una regulación y una gobernanza sólidas y de calidad.

Considerando esto, se caracterizó a los sectores eléctricos de los países en tres categorías básicas:

- ▶ Sector integrado verticalmente con propiedad única de los activos de la cadena de producción y comercialización.
- ▶ Sector con comprador único, separado de los generadores y del operador de la red de transmisión, que puede admitir contratos bilaterales entre productores independientes y grandes clientes.

- ▶ Estructura segmentada con competencia en el mercado mayorista y libre acceso de terceros a la red de transmisión. Esta puede admitir la separación de la actividad de distribución (monopolio natural regulado) de la actividad competitiva de comercialización.

La figura 2.1 muestra la estructura sectorial de los países analizados según esta clasificación.

FIGURA 2.1
Estructura sectorial de los países estudiados



La primera conclusión que puede obtenerse al visualizar el mapa está relacionada con lo extendida que se encuentra en la región la modalidad de competencia en el mercado mayorista eléctrico de cada país. Esta competencia puede ser a través de contratos bilaterales, mediante participación en el

mercado *spot* con costos auditados o, como es el caso de Colombia, a través de un mercado de ofertas, único en la región por sus características.

Existen, no obstante, algunas particularidades en varios países que la utilización de mapas de este estilo no reflejan:

- ▶ En Argentina, los precios del mercado *spot* se encuentran regulados, aunque se actualizan cada cierto tiempo con la publicación de resoluciones, dependiendo de variables macroeconómicas y de la política energética. Así, el mercado de contratos se encuentra desactivado y la competencia, en consecuencia, minimizada. La administración actual, sin embargo, está llevando a cabo un proceso de liberalización de este tipo de restricciones.
- ▶ En Bolivia, los precios *spot* se ven influenciados por las políticas desarrolladas por el sector público, mediante la fijación del precio del gas natural (GN), lo cual afecta a la dinámica de los mercados y la competencia prevista en su regulación.
- ▶ En Brasil, se encuentran en desarrollo iniciativas para migrar a un mercado basado en ofertas.
- ▶ En Chile, también se están realizando estudios para evaluar la migración a un mercado basado en ofertas.
- ▶ Finalmente, en Uruguay, el reciente reconocimiento de potencia firme a las energías renovables no convencionales (ERNC) habilita su participación en el mercado de contratos, activando la competencia en un sector que, en la práctica, funciona bajo un esquema de comprador único.



Políticas de transición energética

▶ Energías renovables no convencionales

La figura 2.2 muestra los mecanismos que se aplican en la región para la remuneración de las energías renovables no convencionales. Si bien el nivel de penetración de las ERNC en cada uno de los países estudiados es heterogéneo, con máximos relativos a su capacidad instalada en Uruguay y mínimos en Trinidad y Tobago, por ejemplo, se observa en el mapa una marcada homogeneidad respecto de los mecanismos utilizados para el fomento de la actividad, a través de subastas competitivas realizadas durante los últimos 10 a 15, aproximadamente.

FIGURA 2.2
Mecanismos para la remuneración de las ERNC



Cabe aclarar en este punto que el proceso de incorporación de esta tecnología es dinámico, es decir, que se han visualizado ciclos donde la inserción de renovables no convencionales es alta y ciclos donde el sistema se adapta (mediante la construcción de infraestructura de red o la instalación de generación de respaldo), durante los cuales merma el nivel de construcción.

Entre los países que no han realizado subastas en los últimos años, se encuentran:

- ▶ Barbados y República Dominicana, donde los precios de compraventa de energía están previamente definidos para cada tecnología.
- ▶ Bolivia, Paraguay, Trinidad y Tobago y Venezuela, que no han aplicado ese instrumento.

▶ **Eficiencia energética**

La figura 2.3 muestra los países en los cuales se han implementado medidas, programas o un marco regulatorio de alcance nacional tendiente a aumentar la eficiencia energética en los sectores de consumo o generación de energía.

FIGURA 2.3
Existencia de un programa nacional de eficiencia energética



Se observa que la práctica es extendida en la región, puesto que se aplica en 14 de los 18 países estudiados, con las excepciones de:

- ▶ Barbados, donde se prevé elaborar un plan específico de eficiencia energética, que establezca un marco de trabajo para redactar la regulación sobre el tema, defina objetivos por sectores y estrategias e incentivos para lograrlos, y que pueda definir los organismos encargados de llevarlo a cabo.

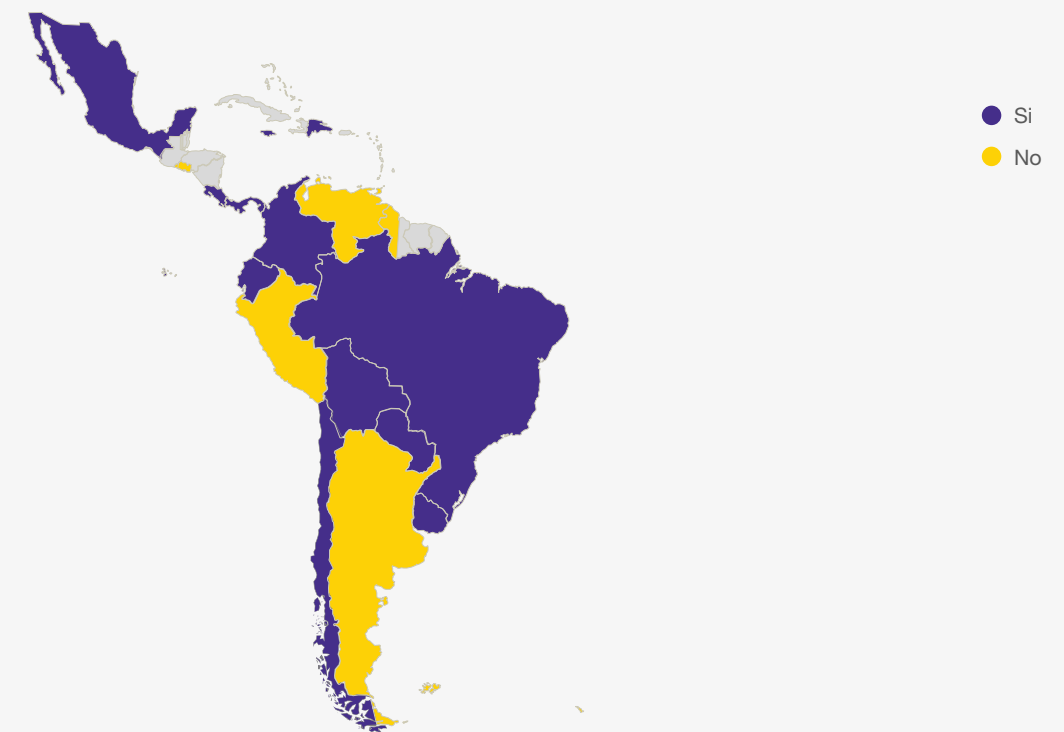
- ▶ El Salvador, donde se han formado comités gubernamentales de eficiencia energética y se han efectuado acciones concretas para resolver situaciones puntuales, pero, debido a la falta de un marco regulatorio, no existe una coordinación integral de las medidas para lograr los objetivos.
- ▶ República Dominicana, donde se encuentra bajo tratamiento parlamentario el Proyecto de Ley de Eficiencia Energética, que especifica la elaboración de una Estrategia Nacional de Eficiencia Energética (ENEE), en la cual se volcará la planificación de mediano y largo plazo en la materia.
- ▶ Trinidad y Tobago, que posee una Declaración de Eficiencia Energética, que reconoce el papel de este tema para el desarrollo económico y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del país, sin que se hayan observado acciones concretas para establecer una política de eficiencia energética.

Electromovilidad

La figura 2.4 muestra los países que han implementado medidas, programas o un marco regulatorio de alcance nacional tendiente a determinar lineamientos, fijar objetivos o desarrollar estrategias para la incorporación de los vehículos eléctricos (VE) y la infraestructura asociada.

FIGURA 2.4

Existencia de una iniciativa nacional de electromovilidad



La electromovilidad es una tecnología particularmente incipiente en la región. No obstante, 13 de los 18 países analizados tienen distintas iniciativas y programas de alcance nacional para el desarrollo de la actividad pese a la baja penetración de los vehículos eléctricos, lo poco extendidas que se encuentran las redes de carga y la necesidad de incorporar estos elementos para verificar su impacto en las redes de distribución, las cuales presentan, en general, indicadores de frecuencia e interrupción en el suministro (SAIFI y SAIDI respectivamente) superiores a las de sus pares europeos.

En este punto se resalta, como consecuencia de la situación actual, la necesidad de dar un impulso inicial a la construcción de redes de cargadores eléctricos disponibles en cada uno de los países analizados. La disponibilidad de una red de cargadores para baterías es uno de los primeros pilares necesarios para el desarrollo nacional coordinado de la electromovilidad, junto con una planificación de la red eléctrica, esquemas tarifarios adecuados,



Los sistemas eléctricos de la región se destacan por la alta participación de la energía hidroeléctrica (44 % de la capacidad instalada) y la producida por centrales de gas natural (23 %).

incentivos impositivos en la adquisición de vehículos y cargadores y una estructura que permita el mantenimiento de los vehículos adquiridos.

La inversión necesaria puede darse, en términos generales, utilizando fondos públicos o mediante incentivos económicos específicos, como es el caso de las regulaciones y programas lanzados durante los últimos años en países de la Unión Europea⁴.

En ese sentido, si los países logran llevar a cabo las acciones necesarias para superar las brechas existentes, que en numerosos casos ya han sido identificadas en sus planes nacionales, se observará un importante despliegue regional durante los próximos años. Relacionado con esto, una oportunidad que surge es la de construir corredores internacionales, que interconecten ciudades populosas de distintos países, como, por ejemplo, la Ruta Eléctrica entre San José en Costa Rica y Ciudad de Panamá, de 900 km, con 7 electrolineras en el primer país y 3 en Panamá.

► **Hidrógeno verde**

La publicación de iniciativas nacionales respecto de políticas para la promoción del hidrógeno de bajas emisiones, particularmente hidrógeno verde (H₂V), está moderadamente extendida en la región. Diez de los 18 países de CAF cuentan con estrategias u hojas de ruta definidas.

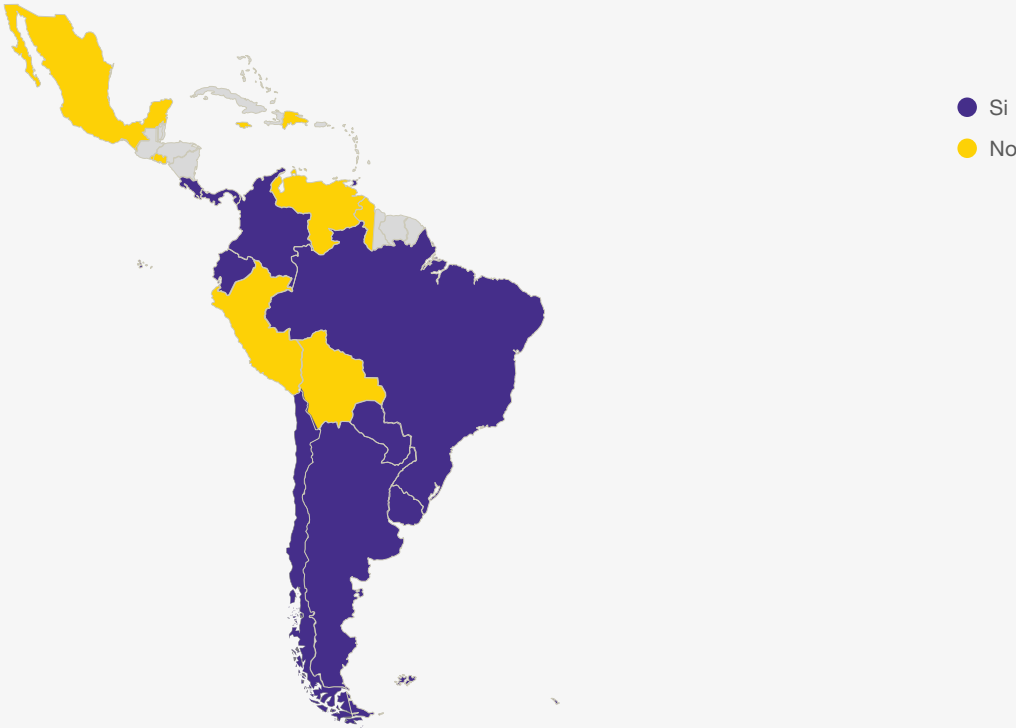
En particular, se ha detectado que:

- Brasil y Chile son los líderes regionales en términos de desarrollos realizados hasta el momento, acuerdos alcanzados y perspectivas de crecimiento.
- Costa Rica y Uruguay han incorporado también mecanismos para el desarrollo del hidrógeno verde y adoptado perspectivas ambiciosas.

⁴ Entre ellas se encuentran la Regulación de Redes Energéticas Transeuropeas (TEN-E Regulation), que financia el desarrollo de infraestructura de carga de vehículos eléctricos. En Reino Unido, las empresas pueden solicitar deducciones impositivas del 100 % durante el primer año por el costo de los equipos de carga de vehículos eléctricos en el marco del plan de “Asignación de inversión anual”.

Estos cuatro países son los más avanzados en la materia a nivel regional, con iniciativas que prevén una primera etapa de desarrollo de proyectos piloto, una segunda etapa de maduración de la tecnología y esperada disminución de los costos de producción, dada principalmente por la disminución de los costos de los electrolizadores y las energías renovables no convencionales, y una tercera etapa de abastecimiento del mercado interno con precios competitivos para la exportación. La situación actual de cada país respecto a este vector energético puede observarse en la figura 2.5.

FIGURA 2.5
Existencia de una iniciativa nacional de hidrógeno verde



▶ Redes y medición inteligentes

Las redes inteligentes son redes eléctricas que pueden integrar de forma dinámica las acciones de todos los usuarios conectados a ellas —los que generan energía, los que la consumen o los que realizan ambas actividades—, con el fin de suministrar electricidad de manera eficiente, sostenible, económica y segura. Este tipo de redes incorpora a su diseño tradicional tecnología digital para facilitar el intercambio bidireccional de energía e información. Lo hacen utilizando internet, tecnologías de la información y la comunicación, sistemas de control y aplicaciones informáticas y domóticas. Las redes inteligentes son capaces de integrar instalaciones renovables de diverso tamaño. Gracias a su condición bidireccional, el usuario puede ser consumidor y productor, es decir, generar energía y venderla a usuarios industriales o comerciales (MINEM, 2023).

El despliegue de las redes inteligentes es, al igual que la electromovilidad, otra de las políticas de transición energética que se encuentra retrasada con respecto a otras regiones del mundo. En la figura 2.6 se muestran los países que han desarrollado una política nacional de desarrollo de las redes eléctricas inteligentes. En ella, si bien se observa un despliegue importante de medidores inteligentes en Barbados, Costa Rica, Jamaica, Trinidad y Tobago y Uruguay, en el resto de los países la penetración permanecía por debajo del 10 % a diciembre de 2022.

No obstante, son países que poseen estrategias para el desarrollo de las redes inteligentes a nivel nacional, con identificación de brechas, conformación de unidades de trabajo e implementación de medidas que favorezcan la inserción de estas tecnologías.

Entre los países que aún no han propuesto un plan nacional, se encuentran Argentina, Ecuador y El Salvador, con proyectos piloto que por ahora no se han traducido en formulaciones de mayor alcance. Por otro lado, tanto Panamá como República Dominicana han manifestado en documentos oficiales que abordarán en el corto plazo esta temática.

FIGURA 2.6

Existencia de una iniciativa nacional de redes inteligentes



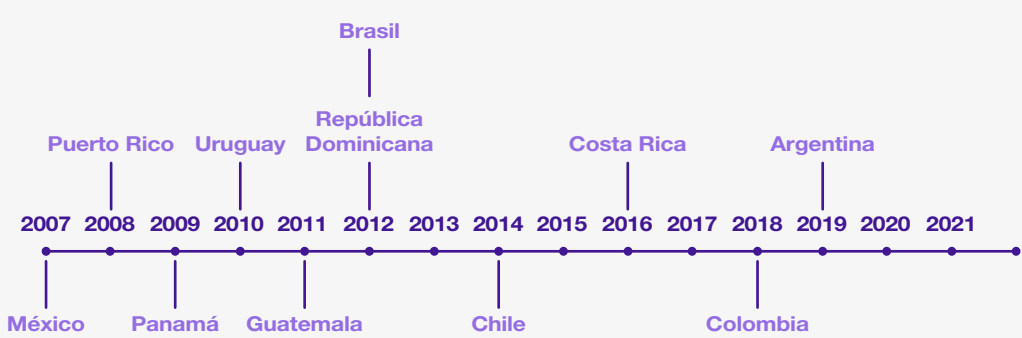
► **Generación distribuida**

En el otro extremo de la cadena eléctrica, la generación distribuida (GD) a partir de fuentes renovables (fundamentalmente fotovoltaica) en las redes de media y baja tensión tiene un importante papel en la descarbonización del sector, contribuyendo a la disminución de la generación centralizada y aportando al sistema flexibilidad y confiabilidad.

De acuerdo con un informe sobre la generación distribuida del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022), en el año 2007 comenzaron a implementarse en América Latina y el Caribe las primeras reglamentaciones a nivel nacional que habilitaron la actividad de GD. La figura 2.7 muestra los años de implementación de esas reglamentaciones, con la puesta en operación de diferentes experiencias en los países de la región.

FIGURA 2.7

Implementación de regulaciones nacionales de generación distribuida en la región hasta 2021

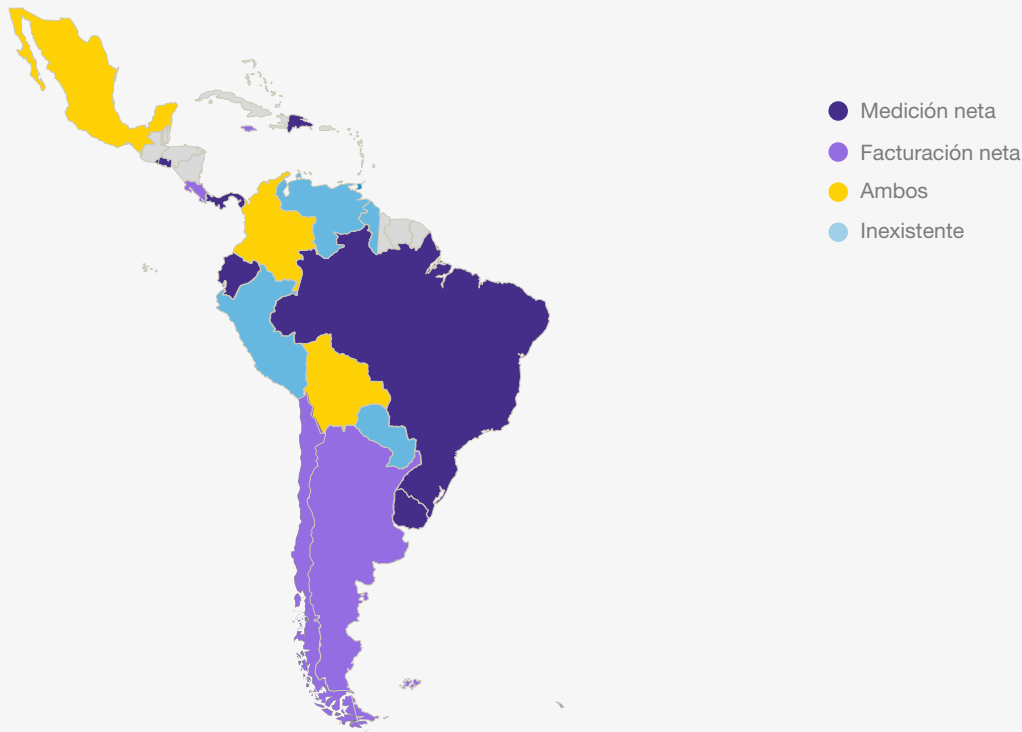


Fuente: PNUMA (2022)

El desarrollo de la generación con fuentes renovables a nivel de la distribución requiere una regulación específica orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración de las inyecciones y extracciones de energía por los autoprodutores. En ese sentido, la posibilidad de que los usuarios puedan generar una parte o la totalidad de la energía que consumen y, en algunos casos, inyectar energía a la red cuenta con regulación extendida en los países estudiados, como puede observarse en la figura 2.8.

FIGURA 2.8

Mecanismos de remuneración de la generación distribuida



Nota: La categoría “ambas” incluye diversas soluciones. En México, el usuario puede optar entre los distintos tipos de facturación. En Bolivia, los usuarios con consumo inferior a 500 kWh/mes están en un régimen de medición neta, mientras que los que consumen un valor mayor que esa cifra tienen facturación neta. Finalmente, en Colombia, los excedentes acumulados inferiores a la importación tienen medición neta, mientras que corresponde facturación neta en el caso contrario, es decir, si los excedentes acumulados superan a la importación.

Como se puede ver, los mecanismos de medición y facturación netas, con sus variantes, son aplicados en proporciones similares, no observándose una orientación regional particular hacia uno de ellos. Sin embargo, la existencia de regulación no implica el éxito en el desarrollo de la tecnología. En general, los mecanismos de medición neta muestran un mayor impacto inicial; a medida que el mercado alcanza niveles importantes de desarrollo, la facturación neta permite estabilizar el mercado con un mayor grado de transparencia y eficiencia para señalar los precios, favoreciendo la sustentabilidad financiera de las distribuidoras.

▶ Gas natural como vector de transición

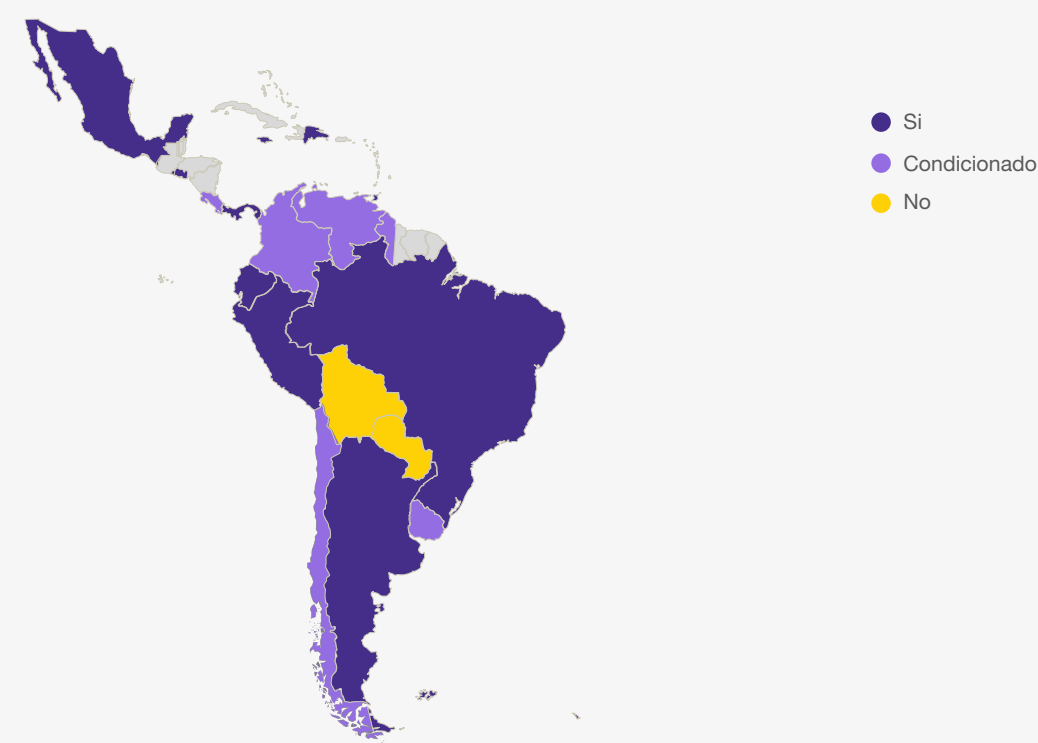
El gas natural es una opción interesante para países que disponen o pueden acceder al recurso, dadas sus posibilidades de uso como combustible en distintas actividades, desde abastecer a centrales térmicas de generación de electricidad y propulsar vehículos (transporte) hasta la cocción de alimentos. El gas natural, adicionalmente, puede almacenarse, característica que lo convierte en un vector energético sumamente útil, especialmente en un contexto de transición energética, en el cual:

- ▶ la intermitencia de las energías renovables no convencionales, en combinación con la poco extendida capacidad de almacenamiento vía baterías, permite dotar de flexibilidad al sistema de generación;
- ▶ las emisiones de las centrales térmicas a gas natural son menores en comparación con las centrales térmicas que funcionan con carbón o combustibles líquidos.

Teniendo en cuenta este marco, en la región, existen numerosos países que pretenden utilizar el gas natural como un vector de transición, como se observa en la figura 2.9.

FIGURA 2.9

Consideración del gas natural como vector de transición



Entre los países que no consideran el GN como solución alternativa durante la transición energética, se encuentran:

- ▶ Bolivia, donde, de acuerdo con el Plan de Desarrollo Económico y Social (PEDES) 2021-2025, la meta estratégica es abandonar los combustibles fósiles, sustituyéndolos por energías renovables. No obstante, las acciones de los últimos años han favorecido la utilización del GN en la matriz de generación.
- ▶ Costa Rica, donde el modelo de generación que ha decidido el país se basa en fuentes renovables, recurriendo a la generación térmica ocasionalmente. La incorporación de GN para la generación eléctrica implicaría necesariamente la sustitución de la base de la energía firme (hoy en día hidroeléctrica) por fuentes fósiles, debido a la naturaleza de los

contratos del mercado eléctrico en el país, lo cual generaría un aumento en la factura petrolera y también en el factor de emisiones del sistema.

- ▶ Paraguay, donde el desarrollo de las exploraciones hasta la obtención de reservas probadas de gas en el país podría demorar décadas y existe inestabilidad para el suministro desde mercados regionales.

Por otro lado, entre los países que se clasifican en la categoría de utilización condicionada a otros factores, se encuentran:

- ▶ Chile, donde el uso del gas como vector de transición depende de posibles exploraciones en el territorio nacional, la observación del mercado internacional y los requerimientos de seguridad en el abastecimiento eléctrico.
- ▶ Colombia, donde está condicionado a las dificultades de abastecimiento que se avizoran en el mediano plazo y que están relacionadas con la imposibilidad de satisfacer la demanda interna sin recurrir a importaciones, para lo cual se requiere un refuerzo de la infraestructura actual.
- ▶ Uruguay, cuyo uso depende de la expansión de la industria argentina en la materia (principalmente a través del yacimiento de Vaca Muerta), la construcción de gasoductos, la definición de normativas bilaterales que permitan el ingreso del gas argentino al territorio nacional y la exploración de GN en territorio nacional.
- ▶ Venezuela, donde está condicionada a la emisión de un marco regulatorio para el gas natural como vector de transición, que permita complementar un futuro desarrollo de las energías renovables no convencionales.



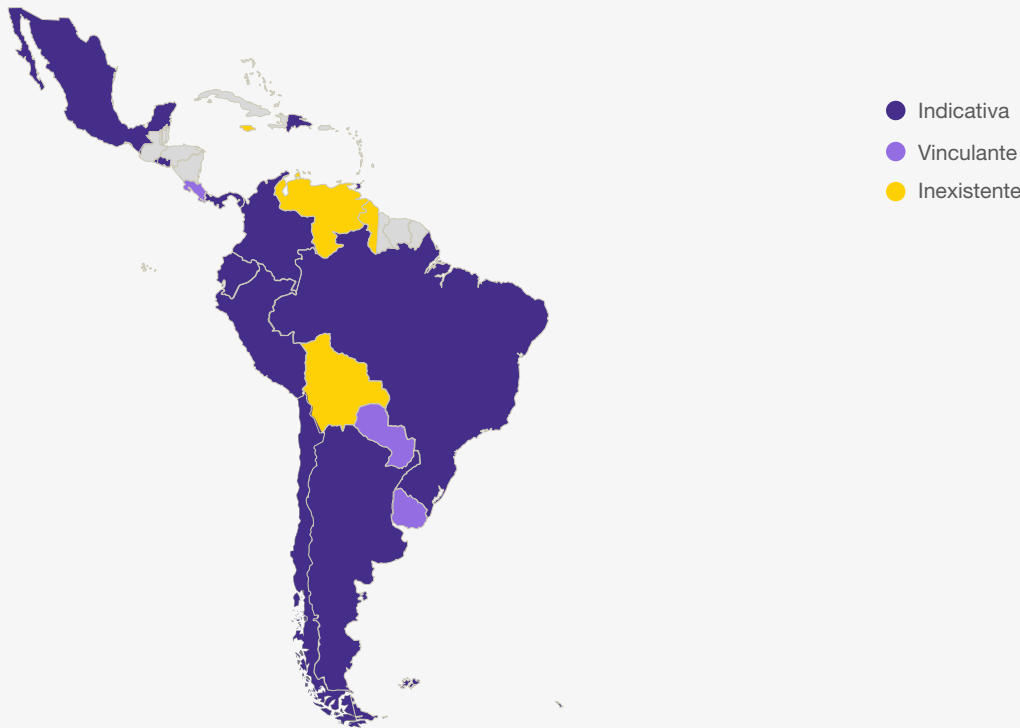
Planeamiento y regulación sectorial

El tercer criterio de análisis se refiere a la contribución de los procesos de planeamiento y los marcos regulatorios sectoriales para 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.

A ese respecto, se ha analizado un aspecto que se considera clave para la facilitación del escenario de transición en esas condiciones, y es la existencia de planes nacionales de mediano y largo plazo con actualización sistemática para el desarrollo de los sistemas eléctricos.

FIGURA 2.10

Tipo de planificación eléctrica a escala nacional



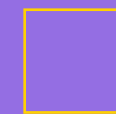
El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión del sistema con los objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, y en su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. El estudio puso de manifiesto que países como Argentina, Barbados, Jamaica, Trinidad y Tobago y Venezuela no cuentan con planificación de largo plazo de sus redes de transmisión y su sistema de generación, hecho que representa una barrera para la incorporación de tecnologías que faciliten la transición energética en su primera y segunda fase.

En el caso de Bolivia, si bien existe el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, que es del tipo indicativo, preparado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) y publicado en 2014, en la actualidad no se identifica un proceso de planificación sistemática, bajo arreglos institucionales

específicos y con el propósito de proyectar el abastecimiento energético económicamente optimizado del país.

Finalmente, la planificación con características vinculantes es usual en aquellos países que poseen una estructura sectorial con componentes evidentes de integración vertical, como es el caso de Costa Rica (Instituto Costarricense de Electricidad [ICE]), Paraguay (Administración Nacional de Electricidad [ANDE]) y Uruguay (Usinas y Transmisiones Eléctricas [UTE]).

3



Contextualización del ejercicio de expansión





Escenarios analizados

En América Latina y el Caribe existe 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 la meta 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 la región de América Latina y Caribe, destacando tanto las oportunidades como los desafíos existentes hasta el año 2050. En él, se analizan dos escenarios de expansión de la generación y transmisión de energía:

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

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para el desarrollo del sector eléctrico de la región, 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 al proceso de transición energética (generación distribuida, electromovilidad y otros).

La figura 3.1 presenta de manera esquemática los casos considerados en el estudio, algunos de los supuestos y los resultados obtenidos.

FIGURA 3.1

Casos simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



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 metas de descarbonización de largo plazo. Para eso, se precisa limitar explícitamente la generación de centrales emisoras de gases de efecto invernadero; de lo contrario, si se siguen criterios puramente económicos, estas centrales seguirán aportando contribuciones energéticas significativas a los sistemas hasta 2050, impidiendo que se cumplan las metas fijadas. 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 (conocida también por el término inglés *green premium*) 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 ese 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 emisiones en otros sectores de la economía). Dichos objetivos serán considerados solamente en el caso de transición energética (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 las emisiones y los costos resultantes.

Para ello, se modelan explícitamente las emisiones de las centrales termoeléctricas de los sistemas, a partir de los factores de emisión de los combustibles que utilizan. Con esos datos, se determina la operación del mínimo costo de los sistemas, sujeta a las restricciones de emisiones (en el caso de TE), y 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 ₂ 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 ₂ e (vs. 2005).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
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 ₂ e (economía general), o 179 MtCO ₂ e (meta condicionada).	Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO ₂ 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 %.
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO ₂ ; (ii) 62-63 % CH ₂ y (iii) 51-57 % N ₂ 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 MtCO₂e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH₂ representa el metileno; N₂O, el óxido de nitrógeno.



Características de los países evaluados

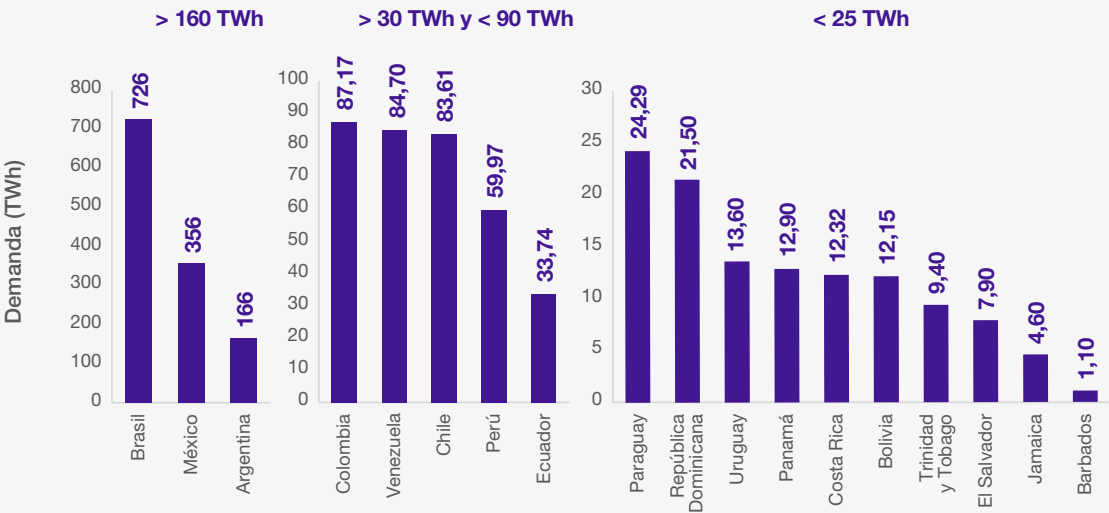
Este estudio se focalizó en 18 países de América Latina y el Caribe, incluyendo desde naciones con vastos territorios, como México y Brasil, hasta países pequeños e insulares, como Barbados y Jamaica. Los países utilizan, además, una diversidad de tecnologías de generación, de manera que la selección comprende tanto los que dependen de la energía hidroeléctrica y termoeléctrica como aquellos con una participación significativa de energías renovables variables.

De acuerdo con datos del Banco Mundial, la región contaba con un PIB de aproximadamente 5.248 billones de dólares estadounidenses (USD) al final de 2022 (Banco Mundial, 2022b) y una población total de 595 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). Se estima que la región tiene un consumo per cápita de electricidad cercano a 2.790 kilovatios por hora (kWh) (Our World In Data, 2024) .

El gráfico 3.1 presenta datos de consumo de electricidad para los países considerados en este estudio en 2023. Los 18 países en conjunto tuvieron un consumo de electricidad de aproximadamente 1.720 teravatios por hora (TWh), siendo los mayores consumidores de la región Brasil (726 TWh), México (356 TWh) y Argentina (166 TWh). Como comparación, este valor equivalía aproximadamente al 65 % del consumo del continente europeo (4.715 TWh) y fue casi el doble del consumo en el continente africano (890 TWh) en 2022.

GRÁFICO 3.1

Demanda de electricidad en países de América Latina y el Caribe

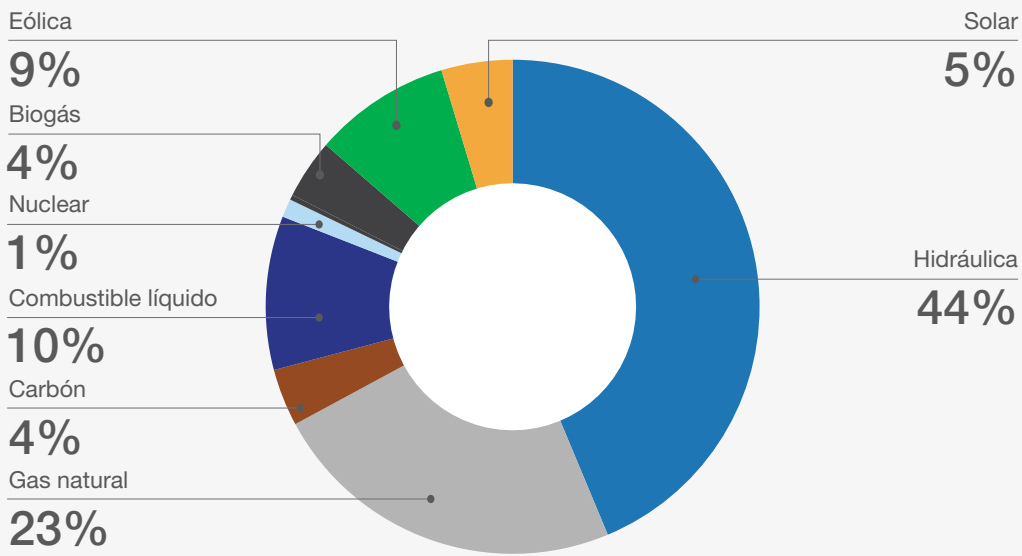


Fuente: Elaboración propia con datos de Ember (2024, con procesamiento importante de Our World in Data).

Los sistemas eléctricos de la región se destacan a nivel mundial por la alta participación de las fuentes hidroeléctricas en la matriz de generación. Las centrales hidroeléctricas de los 18 países totalizaban casi 195 GW de capacidad en 2022 (44 % del total). Los países con el mayor volumen de hidroeléctricas en operación son Brasil (110 GW), Venezuela (16 GW), México (12 GW) y Colombia (12 GW). La segunda fuente más relevante en la canasta de generación de la región son las plantas de gas natural, que suman 104 GW de capacidad instalada. Los países que más se destacan por el uso de esta fuente son México (33 GW), Argentina (21 GW) y Brasil (16 GW).

GRÁFICO 3.2

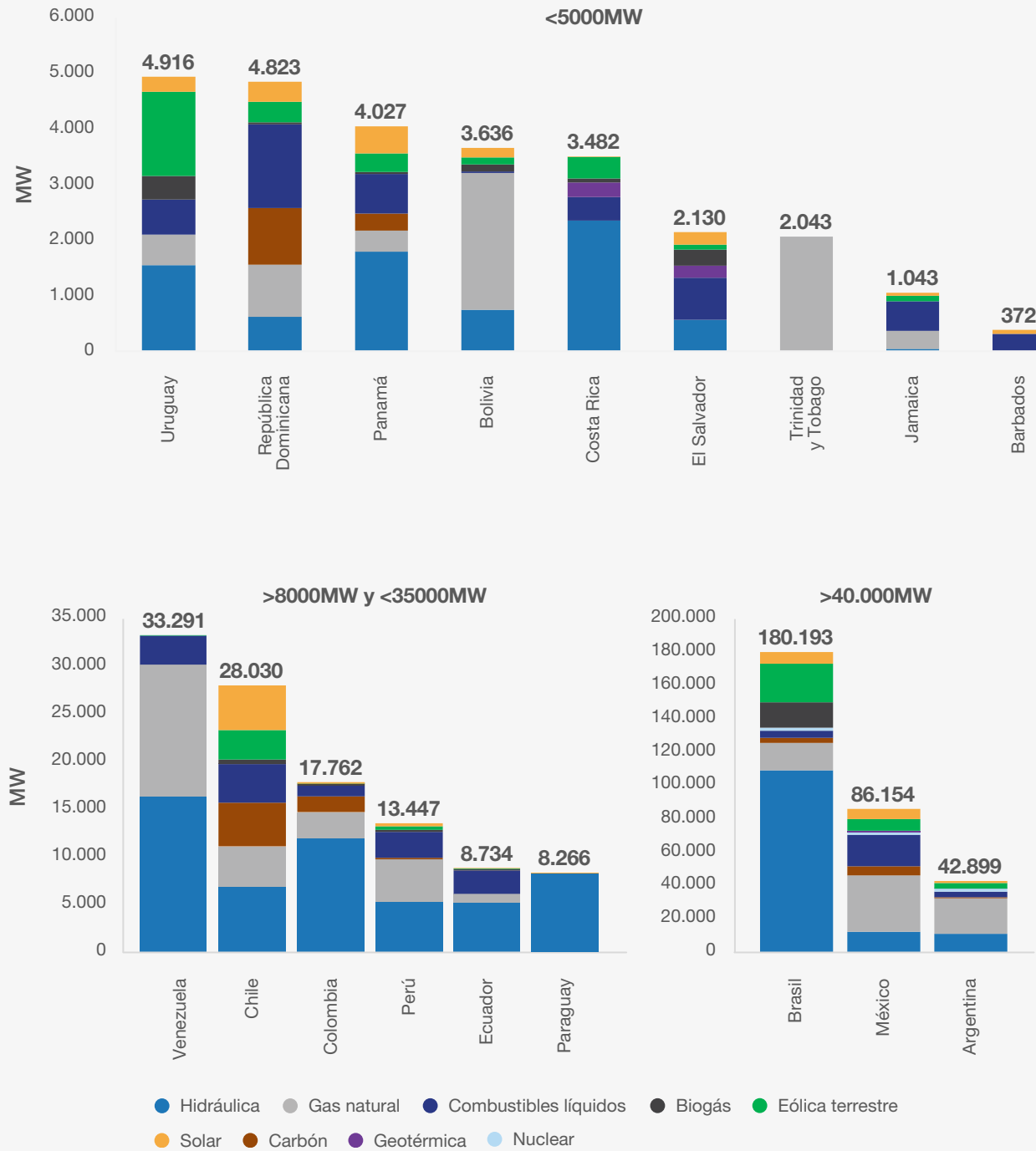
Canasta de capacidad instalada para la región de América Latina y el Caribe a fines de 2022



El gráfico 3.3 presenta el portafolio de tecnologías de generación para cada uno de los países, así como la capacidad instalada total.

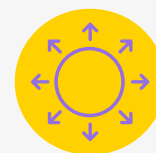
GRÁFICO 3.3

Capacidad instalada en los países al finalizar 2022



4

Análisis de las expansiones de los sistemas evaluados



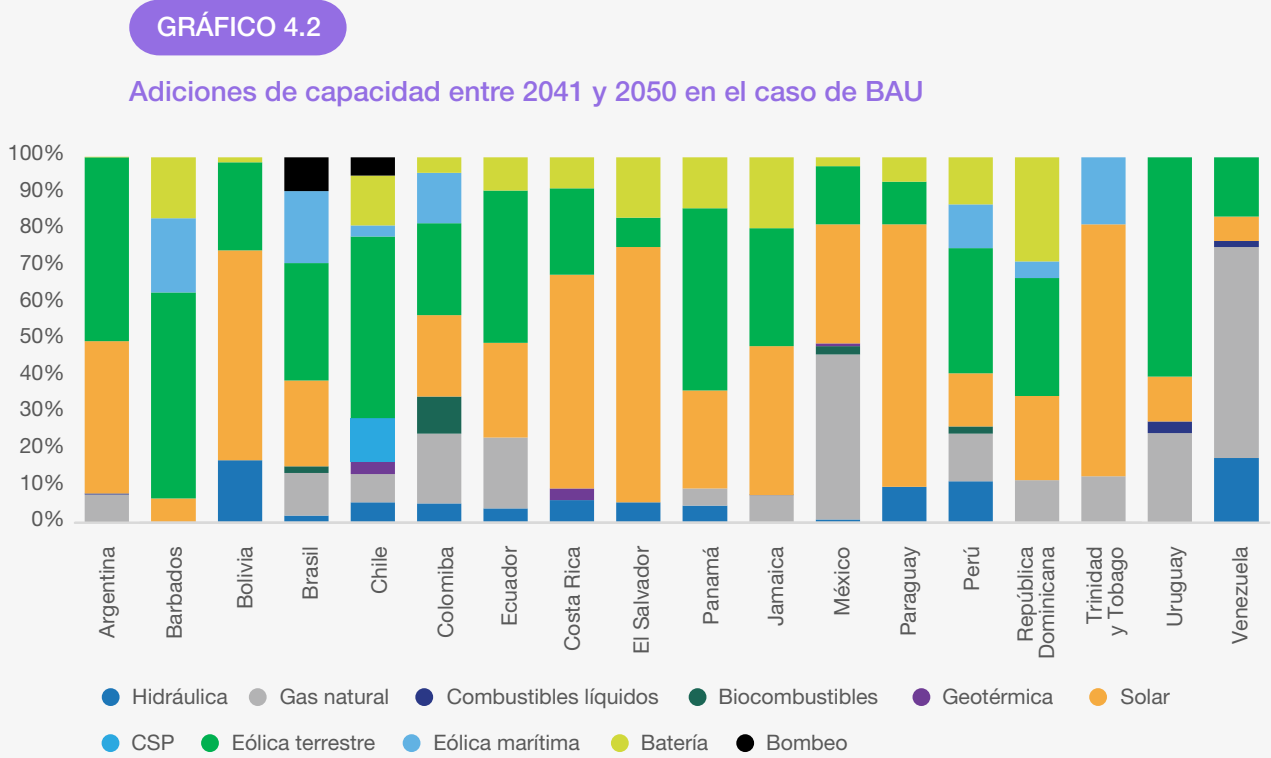
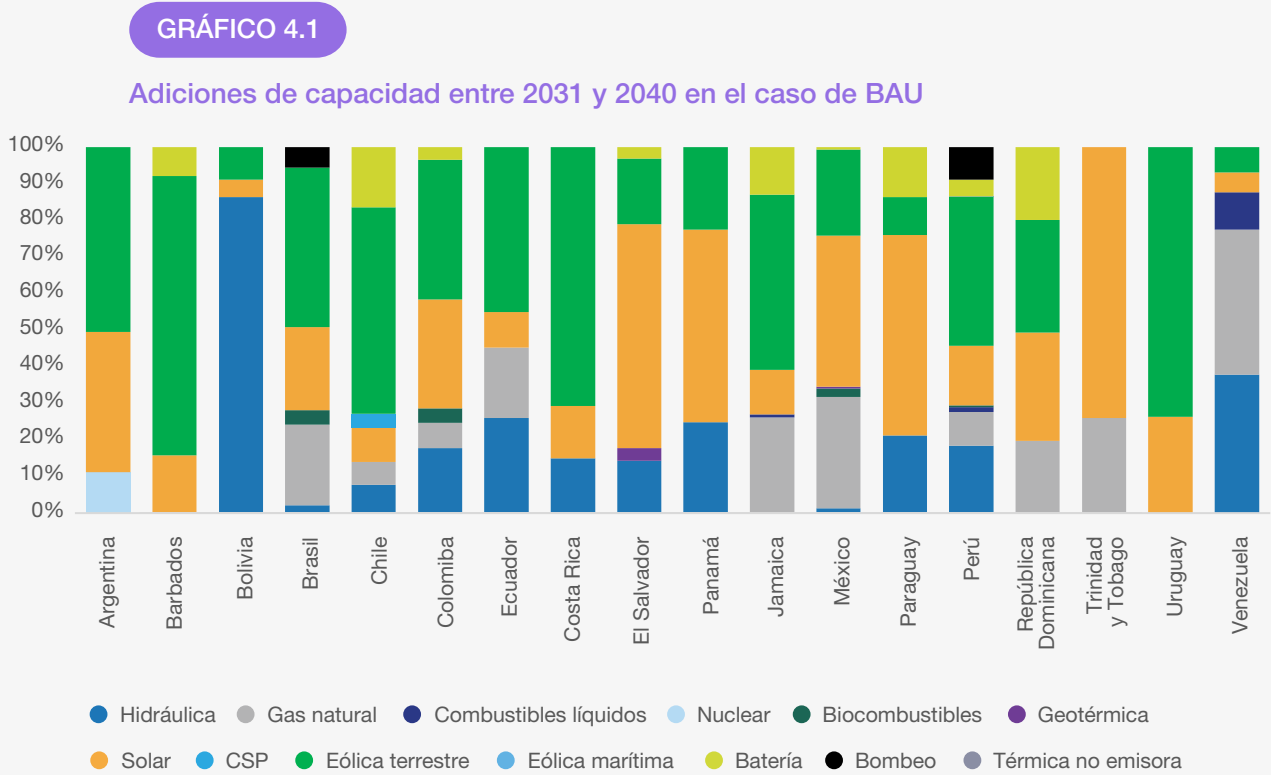
Expansión de la generación y transmisión

Como se explica en el capítulo anterior, la expansión de los sistemas de generación y transmisión de electricidad en los 18 países se analiza bajo dos escenarios posibles: el de continuidad, al que se ha denominado caso de BAU, y el de transición, o caso de TE⁵.

En relación con las expansiones de capacidad, hay un denominador común en todos los países y en ambos casos (BAU y TE): la inversión sustancial en fuentes renovables, por una cuestión económica, que hace aumentar su participación en la matriz de generación, al tiempo que, a largo plazo, impulsa otras tecnologías innovadoras para compensar su intermitencia. La disminución de los costos de las renovables durante el período de estudio es un factor que favorece su adopción generalizada. Muchos de los países analizados cuentan con regiones donde estas plantas tienden ya a operar con factores de capacidad por encima del promedio mundial, como las solares en algunas regiones de Chile y Perú y las eólicas en el noreste de Brasil.

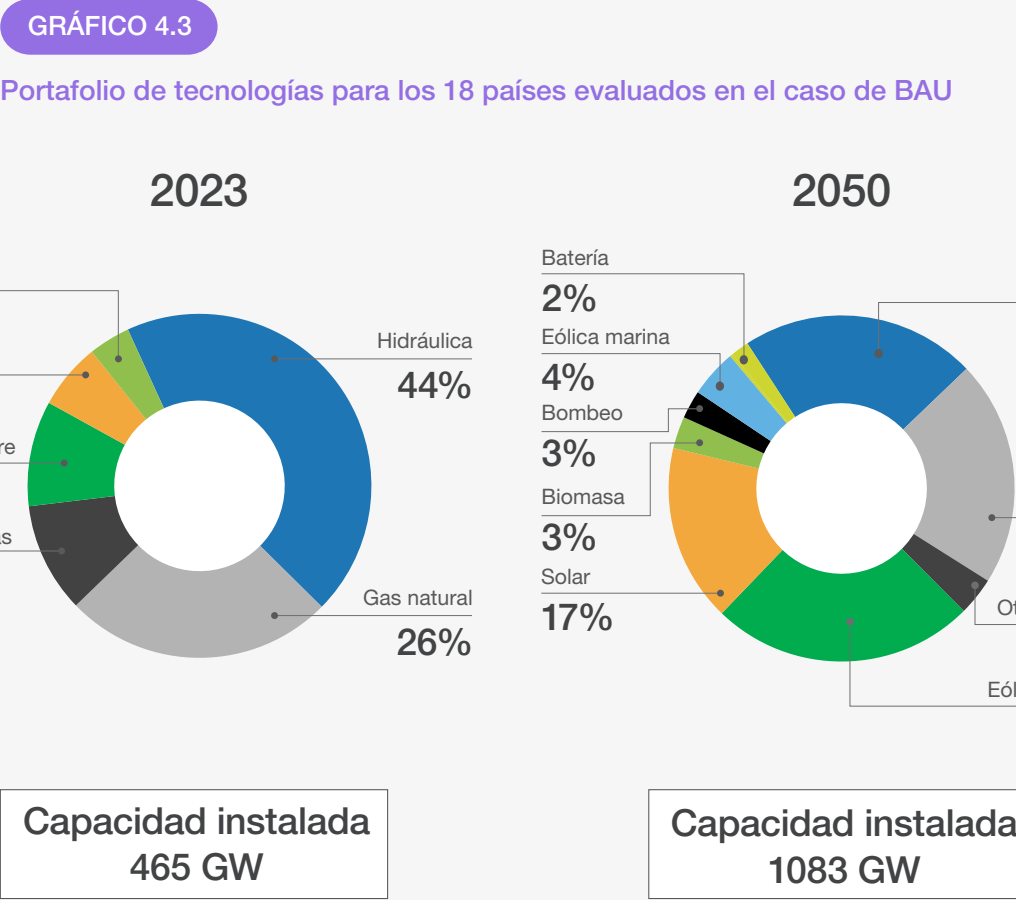
En el caso de BAU, en la década de 2030, las inversiones se centran en fuentes renovables no convencionales, dada su competitividad económica, complementadas con adiciones de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con gas natural, que aportan flexibilidad a los sistemas. En la década de 2040, se observan inversiones en nuevas tecnologías, como el almacenamiento y la eólica marítima (*offshore*), que se vuelven más competitivas en el largo plazo, complementando la expansión de las fuentes renovables tradicionales. Los gráficos 4.1 y 4.2 presentan un resumen de las adiciones de capacidad por década en el caso de BAU.

⁵ Para proyectar la expansión del sistema en cada país se aplicó un modelo matemático que considera la generación individual de cada generador y la disponibilidad de recursos hídricos y renovables en cada uno de los escenarios.



Considerando las adiciones de capacidad presentadas, el gráfico 4.3 muestra una comparación del portafolio de tecnologías para todos los países de la región estudiados en el caso de BAU. En él destaca la reducción en la participación de las centrales hidroeléctricas a lo largo del período evaluado, aunque continúan teniendo un papel relevante, finalizando con un 22 % del total. Las fuentes solar y eólica amplían su participación, pasando del 10 % y 6 % del total en 2023 hasta un 17 % y 25 %, respectivamente.

Las plantas de gas natural también reducen su participación, aunque presentan un volumen significativo de adiciones a lo largo del horizonte, cercano a 125 GW, siendo, junto con las hidroeléctricas, una de las tecnologías capaces de aportar la flexibilidad necesaria en sistemas con una mayor participación de ERNC.



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

El cuadro 4.1 resume las adiciones de capacidad para el caso de BAU durante el período que va de 2024 a 2050. Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de las inversiones se concentran en fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), principalmente en plantas eólicas terrestres y solares, que representan casi el 56 % del total invertido en el período (USD 387.900 millones). La segunda tecnología con mayor volumen de inversiones es la térmica de gas natural, que representa el 18 % del total (USD 125.800 millones), siendo una instalación clave para facilitar una mayor integración de las fuentes intermitentes en la mayoría de los sistemas evaluados.

CUADRO 4.1

Adiciones de capacidad e inversiones para el período 2024-2050 en el caso de BAU

TECNOLOGÍAS	Adiciones totales (GW)	Inversiones totales (miles de millones de USD)	Inversiones totales (porcentaje)
Almacenamiento	46,7	80,8	12 %
Térmica no emisora	15,8	23,1	3 %
Combustibles líquidos	1,5	0,6	0,08 %
ERNC	424,5	387,9	56 %
Gas natural	125,2	125,8	18 %
Hidráulica	33,0	78,8	11 %
Total	646,7	697,1	100 %

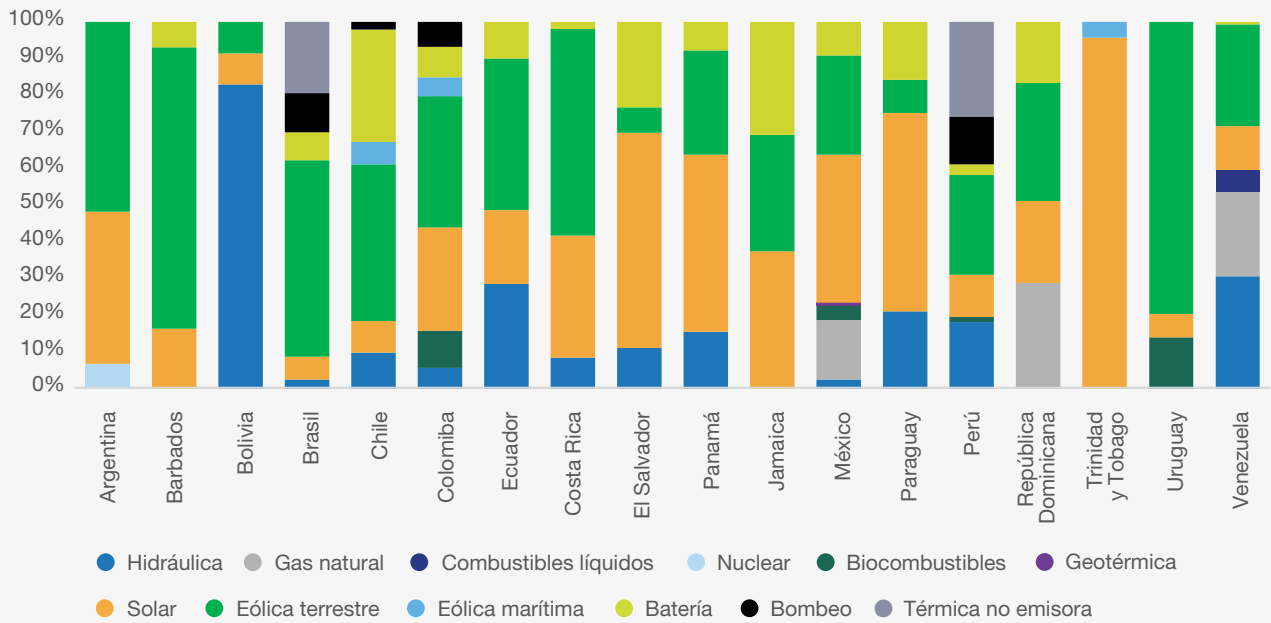
Nota: Almacenamiento se refiere a baterías y centrales de bombeo; térmica no emisora incluye biomasa, nuclear y geotermia; combustibles líquidos son diésel y búnker; ERNC son eólicas terrestre y marítima, solares y termosolares de concentración (CSP, por sus siglas en inglés).

En el escenario de transición, a partir de la década de 2030, el almacenamiento emerge como una tecnología esencial para proporcionar flexibilidad a los sistemas en un entorno de alta penetración de fuentes renovables, sustituyendo

a las centrales termoeléctricas, que han sido retiradas en cumplimiento de los objetivos de descarbonización. En la década de 2040, se observa una adición aún más significativa de almacenamiento, junto con inversiones en nuevas tecnologías, como la eólica marítima. Los gráficos 4.4 y 4.5 presentan un resumen de las adiciones de capacidad por décadas para el caso de TE.

GRÁFICO 4.4

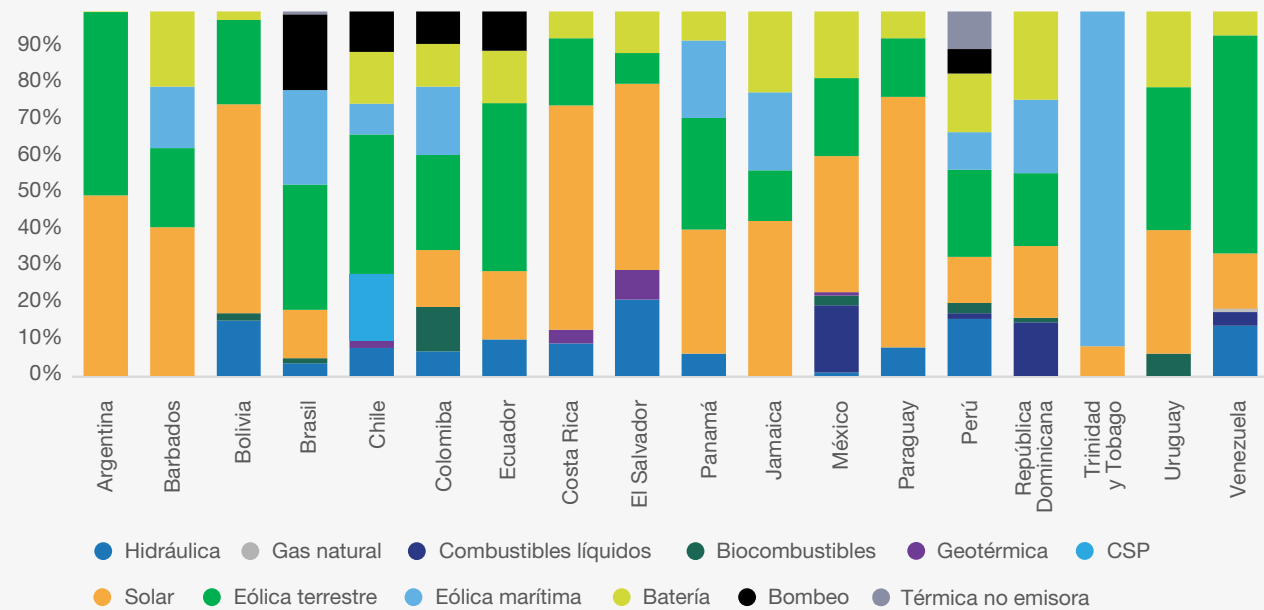
Adiciones de capacidad entre 2031 y 2040 en el caso de TE por tecnología



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

GRÁFICO 4.5

Adiciones de capacidad entre 2041 y 2050 en el caso de TE por tecnología



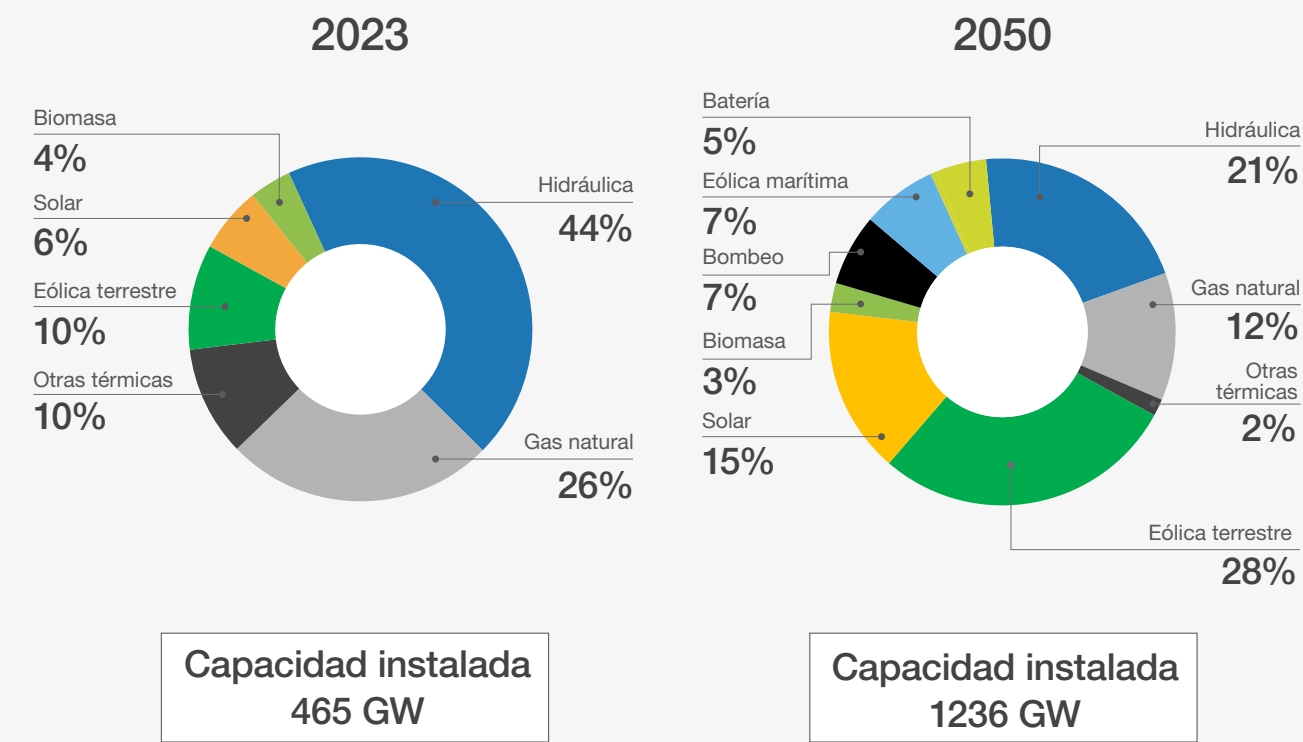
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

Considerando las adiciones de capacidad presentadas anteriormente, el gráfico 4.6 muestra el portafolio de tecnologías en los 18 países al inicio y al final del período evaluado. El principal destaque es el aumento en la participación de la energía solar y eólica, que alcanza respectivamente el 15 % y 28 % del total en la región.

En el caso de TE, otras tecnologías ganan también protagonismo, como las centrales de bombeo y las eólicas marítimas, que se instalan en países como Brasil, Chile, Colombia, Panamá y Perú, alcanzando en promedio un 7 % de participación cada una.

GRÁFICO 4.6

Portafolio de tecnologías para los 18 países evaluados en el caso de TE



El cuadro 4.2 sintetiza todas las adiciones de capacidad e inversiones en el sistema de generación para el caso de TE. Al igual que en el caso de BAU, las energías renovables tienen una participación de más del 50 % en las inversiones totales. Sin embargo, para cumplir con las metas de descarbonización, el volumen de inversiones en el caso de TE aumenta significativamente, totalizando USD 546.400 millones, lo que representa un incremento del 41 % en comparación con el caso de BAU.

Otro efecto de la implementación de las metas de descarbonización es la reducción de las inversiones en centrales de gas natural, que representan solo el 4 % del total, y un aumento de las inversiones en tecnologías de almacenamiento, que constituyen el 23 % de las inversiones totales, equivalentes a USD 241.000 millones. Esta sustitución con recursos capaces de proporcionar flexibilidad a los sistemas evaluados es un aspecto clave

en el proceso de transición energética y uno de los factores que contribuyen a las diferencias de costos observadas en ambos escenarios, ya que estas tecnologías tienen un costo de inversión por kilovatio instalado (USD/kW) más elevado que la opción de gas natural considerada en el caso de BAU.

CUADRO 4.2

Adiciones de capacidad e inversiones para el período 2024-2050 en el caso de BAU

TECNOLOGÍAS	Adiciones totales (GW)	Inversiones totales (miles de millones de USD)	Inversiones totales (porcentaje)
Almacenamiento	140,7	241	23 %
Térmica no emisora	23,4	33,2	3 %
Combustibles líquidos	1,3	0,4	0,04 %
ERNC	563,4	546,4	53 %
Gas natural	39,6	40,8	4 %
Hidráulica	54	129,2	13 %
Gas natural (CAC)	20	36,0	4 %
Total	842	1.026,9	100 %

Nota: Almacenamiento se refiere a baterías y centrales de bombeo; térmica no emisora incluye biomasa, nuclear y geotermia; combustibles líquidos son diésel y búnker; ERNC son eólicas terrestre y marítima, solares y termosolares de concentración (CSP, por sus siglas en inglés). CAC se refiere a gas natural con captura y almacenamiento de carbono.

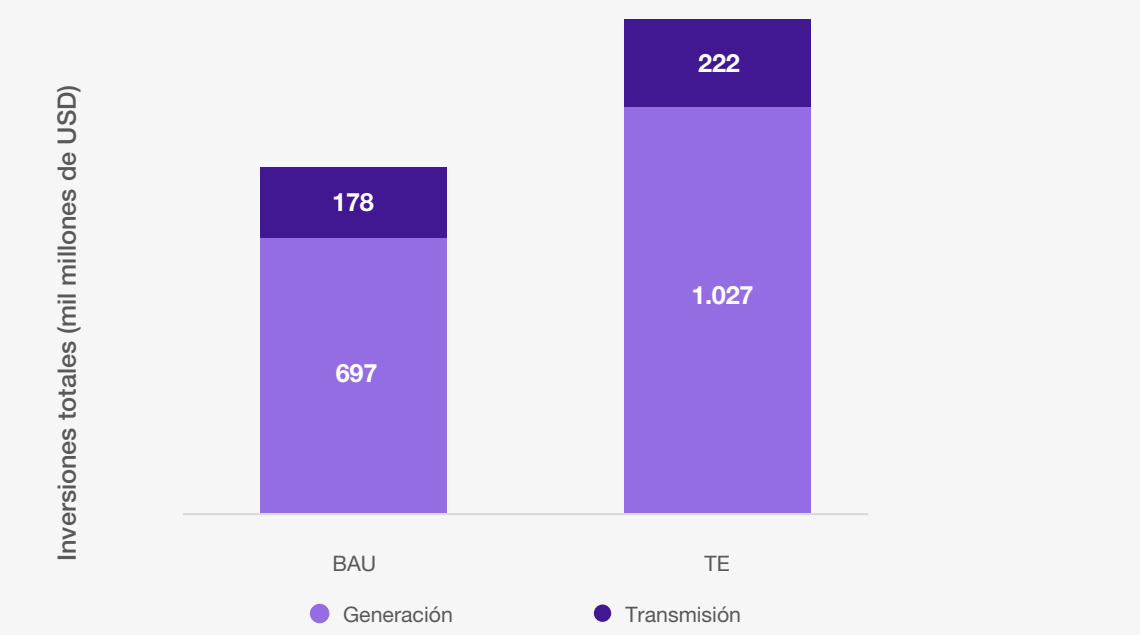
Las inversiones en las redes de transmisión de los países también fueron evaluadas y se consideran cruciales para integrar las nuevas ERNC en los sistemas eléctricos. Los análisis muestran que, en la mayoría de los países, las áreas con mayor potencial de generación de energía renovable están más alejadas de los centros de consumo, lo que hace necesario reforzar la red de transmisión para desarrollar plenamente ese potencial en la región. Algunos

ejemplos incluyen el aprovechamiento del potencial de energía solar en el norte de Chile y México, y la energía eólica en las regiones de La Guajira en Colombia, el noreste de Brasil y la Patagonia argentina.

En los países estudiados, se proyectan inversiones totales de USD 178.000 millones en transmisión para el caso de BAU y USD 222.000 millones para el caso de TE, lo que representa un aumento del 25 %. Estas cifras equivalen aproximadamente al 20 % del costo total de inversión (considerando tanto generación como transmisión). Así, el total de la inversión alcanza los USD 875.000 millones en el caso de BAU y USD 1,248 billones en el caso de TE, lo que supone un incremento del 42 %, que está asociado al cumplimiento de las metas de descarbonización de los países.

GRÁFICO 4.7

Inversiones totales en generación y transmisión para el período 2024-2050 en ambos escenarios

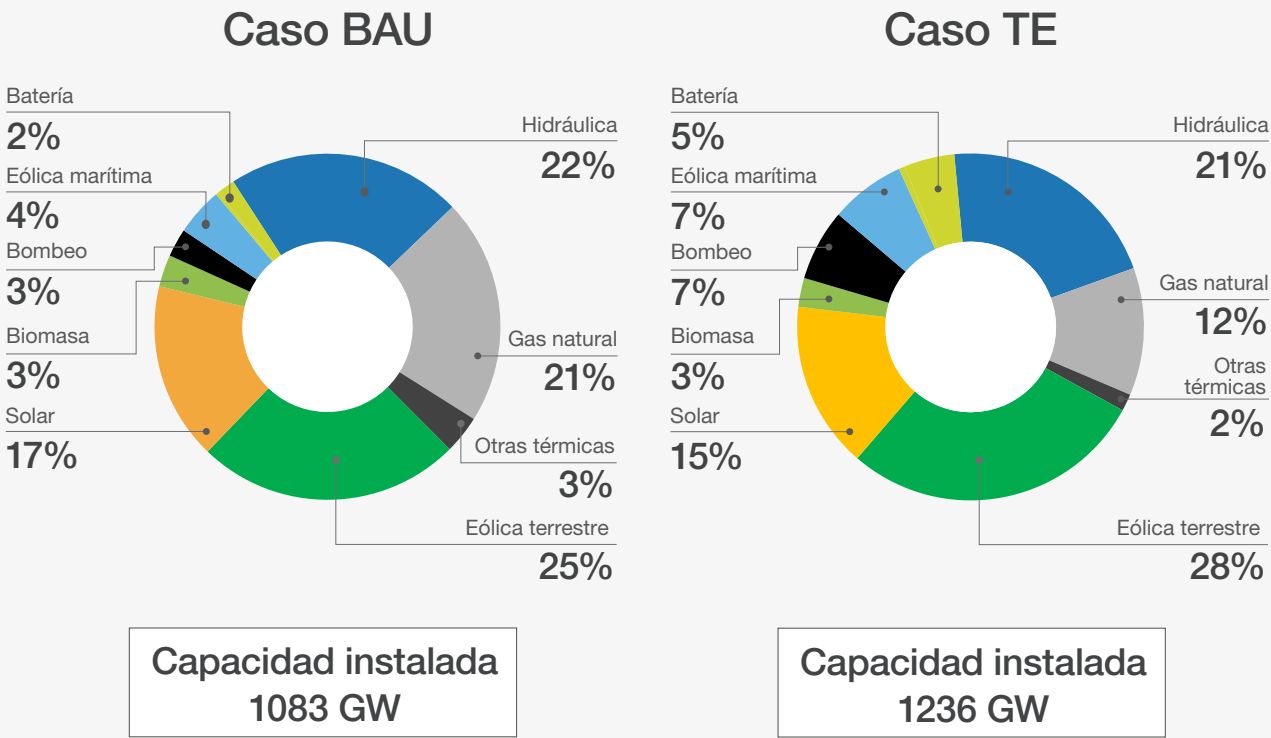


Finalmente, el gráfico 4.8 presenta una comparación entre los portafolios de tecnologías de los dos escenarios en el último año considerado. El principal

destaque es la reducción en la participación de las centrales de gas natural, ya que, en casi todos los países analizados, esta tecnología no es una opción de inversión para cumplir con las metas de descarbonización.

En su lugar, emergen otras tecnologías, como las baterías y las centrales de bombeo, además de las hidroeléctricas, que cumplirán el papel de proveer flexibilidad al sistema, un servicio que en el caso de BAU era aportado principalmente por esas mismas centrales y las de gas. En el escenario de transición, este servicio es asumido predominantemente por las hidroeléctricas y las tecnologías de almacenamiento mencionadas.

GRÁFICO 4.8
Comparación del portafolio de proyectos en operación en 2050 en ambos casos



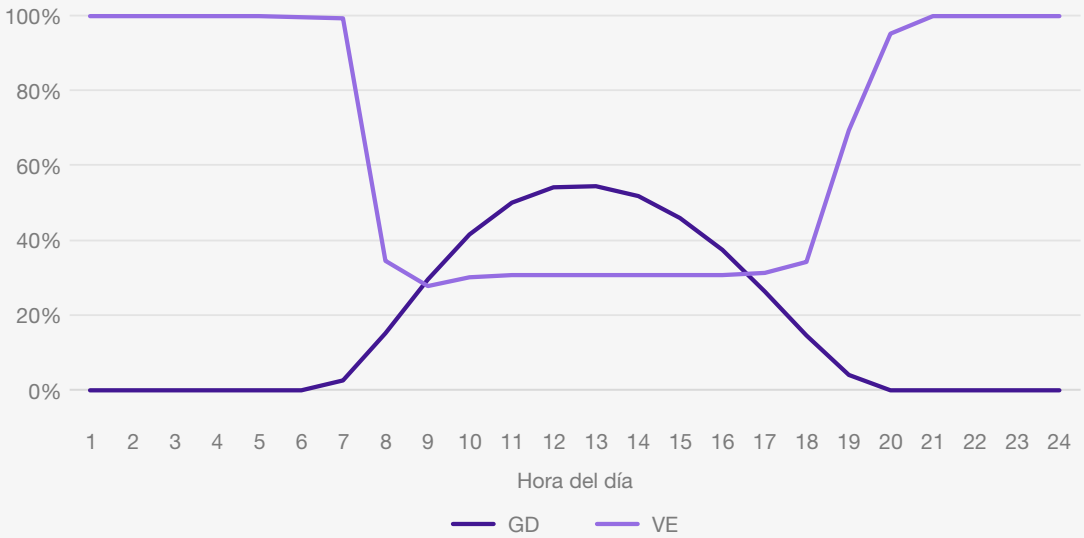
Tecnologías proveedoras de flexibilidad operativa

Cambios en el perfil de la demanda neta requerirán una mayor flexibilidad operativa de los sistemas de generación. A medida que aumente la participación de las energías renovables en la matriz energética, se necesitará nueva capacidad flexible. Además de subsanar la variabilidad en la oferta, derivada de la generación solar y eólica no despachable, los sistemas eléctricos deben diseñarse de forma que puedan adaptarse a los cambios en el perfil de consumo de electricidad en las diferentes horas del día. Algunos factores son relevantes para evaluar estas modificaciones en el perfil, como el crecimiento en la adopción de generación distribuida y la electrificación de la flota, lo que eleva la relevancia del papel del consumidor en comparación con la situación actual.

El gráfico 4.9 ilustra los perfiles característicos de generación distribuida y consumo de energía asociados a la electrificación de la flota. Uno de los puntos destacados es la complementariedad de los perfiles, dado que la generación distribuida proviene principalmente de paneles solares y las recargas de vehículos ocurren esencialmente durante la noche y la madrugada.

GRÁFICO 4.9

Perfiles típicos de generación distribuida y consumo de vehículos eléctricos



Nota: El perfil de determina por el porcentaje del máximo de carga para las baterías y del máximo de generación para la GD en cada hora del día.

Adicionalmente, el crecimiento en la participación de fuentes eólicas y solares en los sistemas eléctricos de los países tiende a incrementar la incertidumbre en la oferta a lo largo del día. Para ilustrar la situación se presenta un análisis del sistema brasileño en el caso de TE.

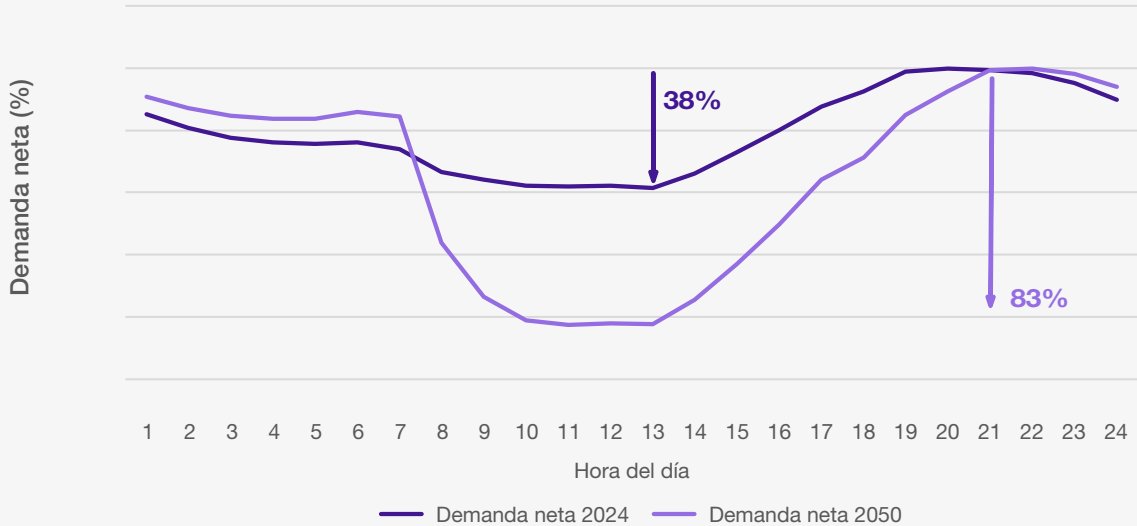
En el gráfico 4.10 se observa la evolución del perfil de demanda neta en Brasil. En este contexto, el concepto de “demanda neta” hace referencia a la demanda total del sistema descontando la generación proveniente de fuentes solares y eólicas. En 2024, la variación entre la demanda neta máxima y mínima en un día era en promedio del 38 %. Sin embargo, en 2050, con una mayor participación de fuentes intermitentes, esta variación se incrementa al 83 %, siendo más destacada durante el período en el que se reduce la generación solar. Además, con la mayor electrificación de la flota, hay una tendencia al aumento de la demanda neta durante el período de la noche y la madrugada.



A corto y medio plazo, las centrales térmicas e hidroeléctricas podrán ofrecer la flexibilidad necesaria para adaptarse a las variaciones en los perfiles de consumo, pero a largo plazo será fundamental invertir más en otras tecnologías.

GRÁFICO 4.10

Comparación de los perfiles de demanda neta en el caso de TE en el sistema brasileño



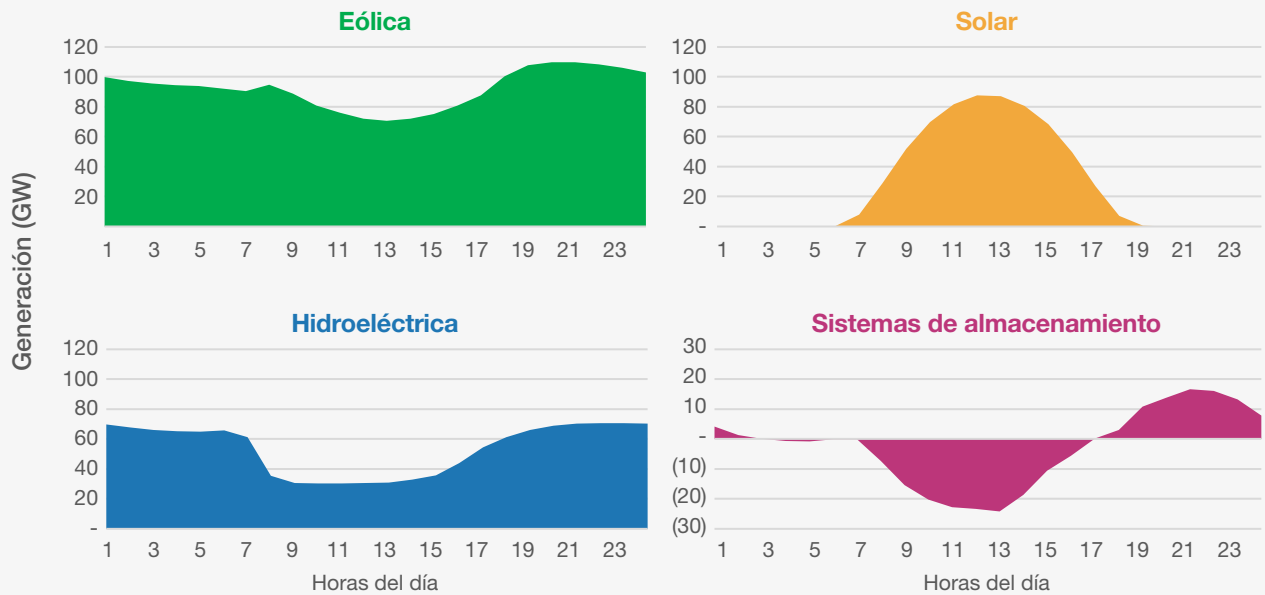
A corto y medio plazo, las centrales térmicas e hidroeléctricas podrán ofrecer la flexibilidad necesaria para adaptarse a las variaciones en los perfiles de consumo. Sin embargo, a largo plazo, será fundamental realizar inversiones adicionales en otras tecnologías. Además de termoeléctricas e hidroeléctricas, con la reducción de costes y los posibles incentivos regulatorios, los sistemas de almacenamiento, como las baterías y las hidroeléctricas reversibles, se convertirán en candidatos interesantes para proporcionar este tipo de servicio al sistema.

En el ejemplo de Brasil, las principales fuentes que compensan la variación de la oferta renovable son las centrales hidroeléctricas y las tecnologías de almacenamiento (baterías y centrales de bombeo). El gráfico 4.11 muestra el perfil de generación en 2050 en Brasil, poniendo en evidencia cómo las hidroeléctricas y los sistemas de almacenamiento actúan como fuentes de flexibilidad en un sistema con una alta participación de energías renovables no convencionales (ERNC). Para compensar la reducción de la oferta solar, que pasa de un valor cercano a 90 GW a las 12:00 horas a cero después de las 19:00 horas, el sistema activa un conjunto de centrales hidroeléctricas cuya

generación total varía entre 30 GW y 70 GW en ese intervalo de tiempo. Además, durante las horas de mayor producción solar, los sistemas de almacenamiento absorben el exceso de oferta para luego inyectarlo nuevamente en la red en los momentos en que no hay disponibilidad de energía solar.

GRÁFICO 4.11

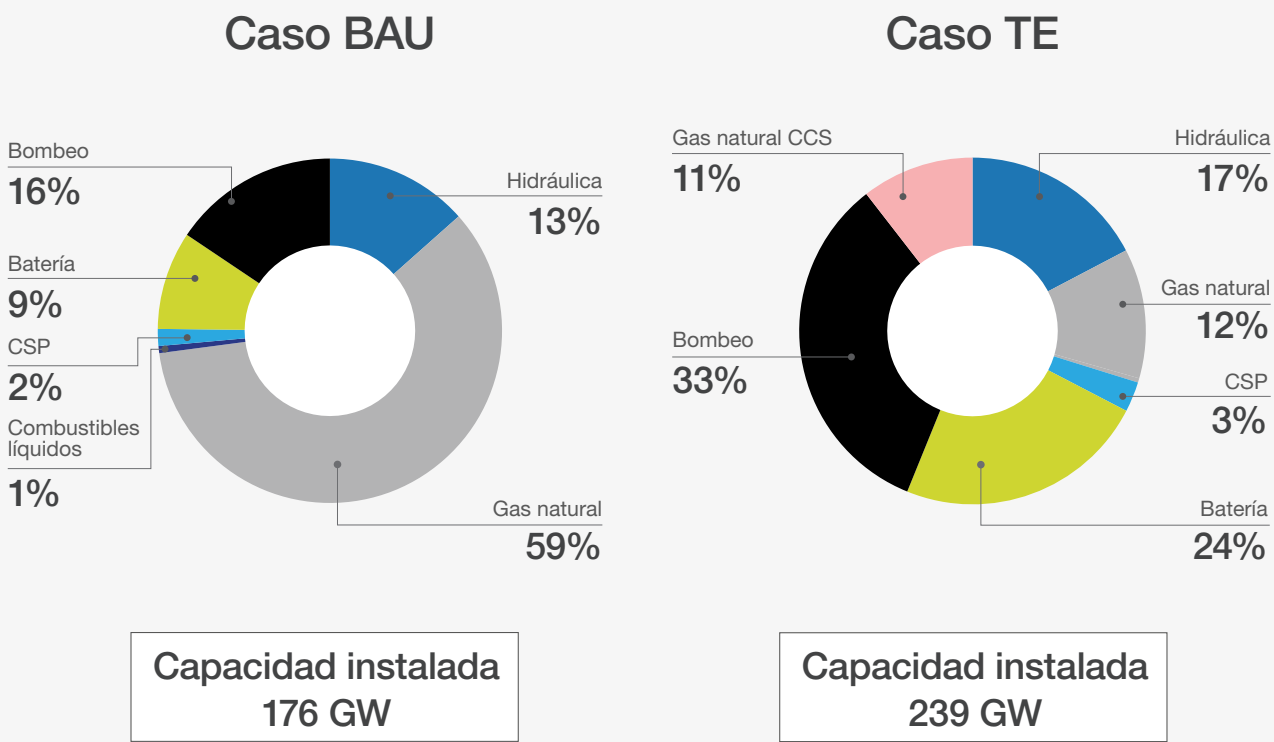
Perfiles de generación para 2050 del sistema brasileño en el caso de TE



El gráfico 4.12 muestra una comparación de las incorporaciones totales de tecnologías destinadas a otorgar flexibilidad a los sistemas de los países en los dos escenarios. Un punto para destacar es que la mayoría de estas incorporaciones se realizan después de 2040, cuando gran parte de los sistemas ya cuentan con una participación significativa de fuentes intermitentes en sus matrices energéticas.

GRÁFICO 4.12

Adiciones de capacidad en centrales que aportan flexibilidad a los sistemas eléctricos



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

Para los países con capacidad de inversión en hidroeléctricas, como Brasil, Costa Rica, Colombia y Perú, esta opción resulta especialmente atractiva. Sin embargo, en la mayoría de los países, el gas natural se presenta como una opción favorable en el caso de BAU tanto desde una perspectiva técnica como económica. Además, algunos países han concentrado la mayor parte de sus inversiones en sistemas de almacenamiento con baterías, como es el caso de Barbados, Chile y República Dominicana, entre otros. En este escenario, se estima un total de 176 GW de adiciones, lo que equivale a una inversión de USD 287.000 millones.

En el caso de TE, impulsado por los objetivos de descarbonización y la retirada de generadores térmicos emisores de GEI en la mayoría de los países, la opción

más común para aportar flexibilidad a los sistemas es la instalación de baterías. En Brasil, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, entre otros, también se opta por la instalación de hidroeléctricas reversibles. Aunque el gas natural sigue siendo una opción viable en algunos países sin comprometer los objetivos de energía limpia, en Brasil y Perú se invierte en centrales con capacidad de captura de carbono (CAC). Esta opción de planta termoeléctrica también es considerada en Argentina, aunque no demostró ser competitiva. En este escenario, se calcula que las adiciones llegarán a un total de 239 GW, lo que implica USD 453.000 millones de inversión.



Inversiones en distribución

Se han estimado las inversiones desde el punto de vista del impacto de la transición energética en los sistemas de distribución de energía eléctrica de cada uno de los países. El análisis se enfoca principalmente en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad—, y en sus consecuencias, que son cuantificables. Así, se analizó:

- ▶ 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.

Los montos de inversiones necesarias para cada uno de estos tres rubros se muestran en el cuadro 4.3.

CUADRO 4.3

Inversión total requerida para cada rubro entre 2024 y 2050

PAÍS	Red de recarga pública (MUSD)	Medición inteligente (MUSD)	Refuerzo red distribución (MUSD)	Total (MUSD)
Argentina	855,9	91,9	2.728,1	3.675,9
Barbados	8,3	1,0	25,9	35,2
Bolivia	184,0	13,2	616,4	813,6
Brasil	4.557,2	391,8	14.899,9	19.848,9
Chile	750,4	50,2	2.236,5	3.037,1
Colombia	866,4	46,5	2.915,5	3.828,4
Costa rica	107,9	13,8	360,3	482,0
Ecuador	346,3	30,3	1.189,0	1.565,6
El Salvador	79,4	7,7	269,8	356,9
Jamaica	53,2	5,4	178,9	237,5
México	2.715,8	188,3	8.648,3	11.552,4
Panamá	158,4	16,3	505,7	680,4
Paraguay	186,5	1,3	633,2	821,0
Perú	491,7	16,3	1.613,7	2.121,7
República Dominicana	115,3	32,3	389,2	536,8
Trinidad y Tobago	28,1	0,7	94,1	122,9
Uruguay	73,6	13,3	249,6	336,5
Venezuela	305,1	46,0	1.023,6	1.374,7

Los mayores niveles de inversión esperados se encuentran en la categoría de refuerzo de la red de distribución, motivados por la necesidad de alimentar la nueva demanda debido al avance de la electromovilidad en los países. Las inversiones previstas oscilan entre un 70 % a 80 % de la inversión total de cada país.

El segundo componente será la inversión en una red de recarga pública con estaciones de recarga de corriente alterna (CA) de 22 kW y corriente continua (CC) de 60 kW, por el mismo motivo. Los porcentajes individuales de los países varían entre el 20 % y el 25 % del total de las inversiones.

Finalmente, el desarrollo de medidores inteligentes y de una infraestructura de medición avanzada que permita el ingreso de GD en los sistemas de distribución ocuparía entre el 1 % y el 10 % del total de las inversiones, siendo el de menor peso entre las categorías analizadas.

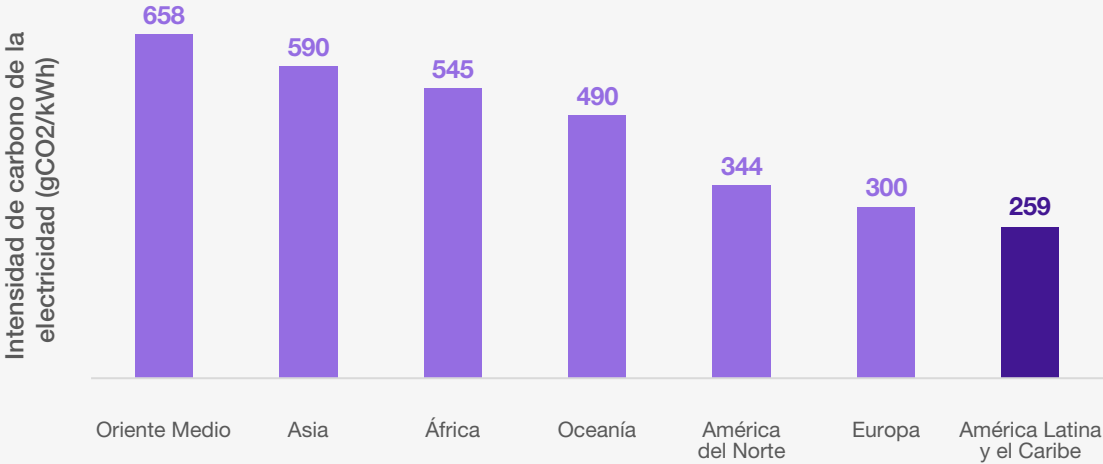


Análisis de las emisiones totales

Este apartado presenta un análisis de las emisiones de GEI resultantes de los planes de expansión proyectados. Una particularidad de América Latina y el Caribe es su bajo nivel de emisiones de de dióxido de carbono (CO2) por generación eléctrica en comparación con otras regiones del mundo, reflejado en el gráfico 4.13.

GRÁFICO 4.13

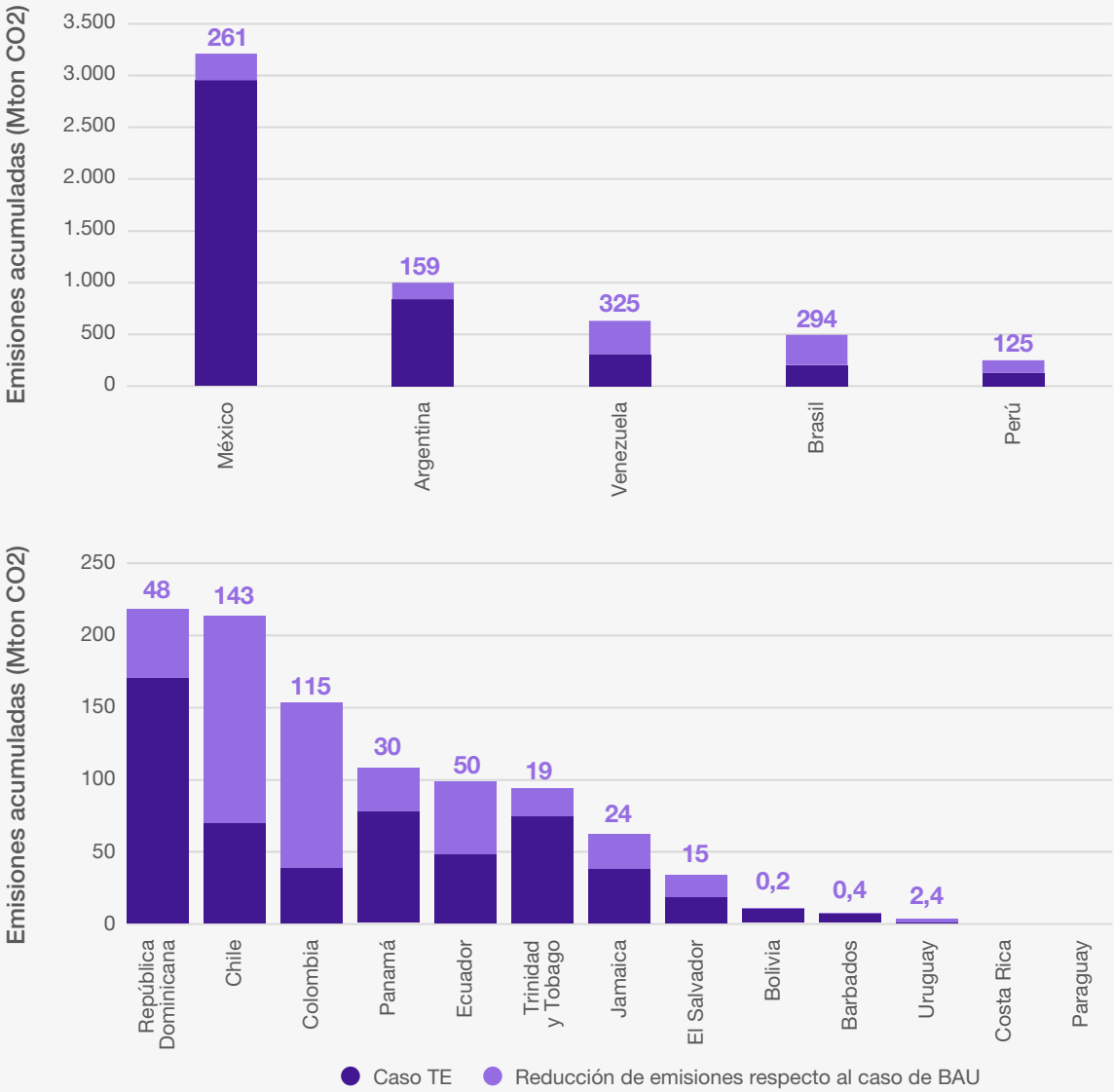
Intensidad de las emisiones en el sector eléctrico en 2023 para las diferentes regiones del mundo



El gráfico 4.14 muestra el total de emisiones acumuladas por cada país entre los años 2025 y 2050, calculados en millones de toneladas de carbono (MtCO₂) en los dos escenarios analizados: en verde se indica el valor total de las emisiones en el caso de transición y en rojo, las emisiones adicionales del escenario de BAU.

GRÁFICO 4.14

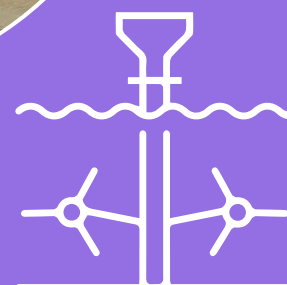
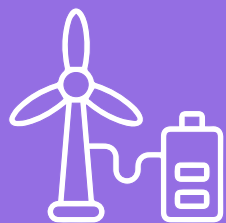
Reducción acumulada de emisiones en el caso de TE



De los cinco países con las cantidades de emisiones más altas, la mayor reducción porcentual en el caso de TE se observa en Brasil, donde disminuyen el 59 % (294 millones de toneladas de CO₂) con respecto al caso de BAU durante el período evaluado. Eso se debe al hecho de que el estudio considera el objetivo de emisiones netas nulas para el país en ese escenario.

Venezuela, al tener una mayor integración de fuentes renovables en su matriz en el caso de TE (con relación a un caso de BAU con más tecnologías convencionales) logra una reducción del 51 % (325 millones MtCO_2). Por su parte, Perú, que al igual que Brasil tiene el objetivo de alcanzar emisiones nulas en 2050, muestra un recorte del 49 % (125 MtCO_2).

En los casos de México y Argentina, las reducciones en términos porcentuales fueron inferiores a las observadas en los tres países mencionados anteriormente, ya que ninguno de los dos tiene metas de emisiones netas cero para 2050, de manera que limita la intensidad de cambio del escenario de transición. En estos países, se calcula una reducción respectiva del 16 % (159 MtCO_2) y del 8 % (261 MtCO_2). Aunque la reducción porcentual sea menos significativa que en otros países, en términos absolutos, se encuentran entre las más grandes



del conjunto de países evaluados en este estudio, quedando solo detrás de Venezuela y Brasil.

Para el resto, se observa una reducción promedio del 39 % en el total de emisiones acumuladas entre los años 2025 y 2050 al comparar los casos de BAU y de TE. Los resultados más destacados son los de Colombia, con un 75 % de descenso (115 MtCO_2), y Chile, con un 67 % (143 MtCO_2). En ambos países se consideró la meta de alcanzar cero emisiones para el año 2050.

En Jamaica, República Dominicana y Trinidad y Tobago, el nivel de reducción de emisiones observado está vinculado a las metas de energía limpia de cada país. En estos casos, no se ha establecido como objetivo eliminar por completo las emisiones para el año 2050. Sin embargo, los escenarios de TE de cada uno de ellos incluyen metas que impulsan la incorporación de más fuentes renovables en la matriz de generación en comparación con el caso de BAU. Además, el desmantelamiento de algunas plantas térmicas (de carbón en República Dominicana y de combustóleo en Jamaica) contribuye a la reducción de emisiones calculada en el caso de TE.

La reducción de emisiones totales en el caso de TE en Panamá y El Salvador, especialmente en la última década evaluada, está impulsada por la eliminación de algunas centrales eléctricas de carbón en el primer país y de combustóleo en el segundo. Para 2050, ambos logran la meta que se han propuesto de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico, alcanzando una disminución del 30 % respecto al resultado del caso de BAU. En cuanto a Ecuador, el descenso se debe a la sustitución completa de la generación termoeléctrica por fuentes limpias en el escenario de transición.

En Bolivia, no se produce una reducción tan significativa del total de emisiones en el escenario de transición, ya que hay una disminución considerable incluso en la expansión proyectada en el caso de BAU y casi toda la demanda del país es atendida por fuentes renovables (tanto hidroeléctricas como renovables no convencionales, especialmente plantas solares).

Finalmente, Costa Rica, Paraguay y Uruguay constituyen casos particulares en la región, puesto que en ambos escenarios las emisiones de GEI en el sector de generación de energía son despreciables. Toda la demanda de energía en estos países se satisface mediante fuentes renovables, tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.



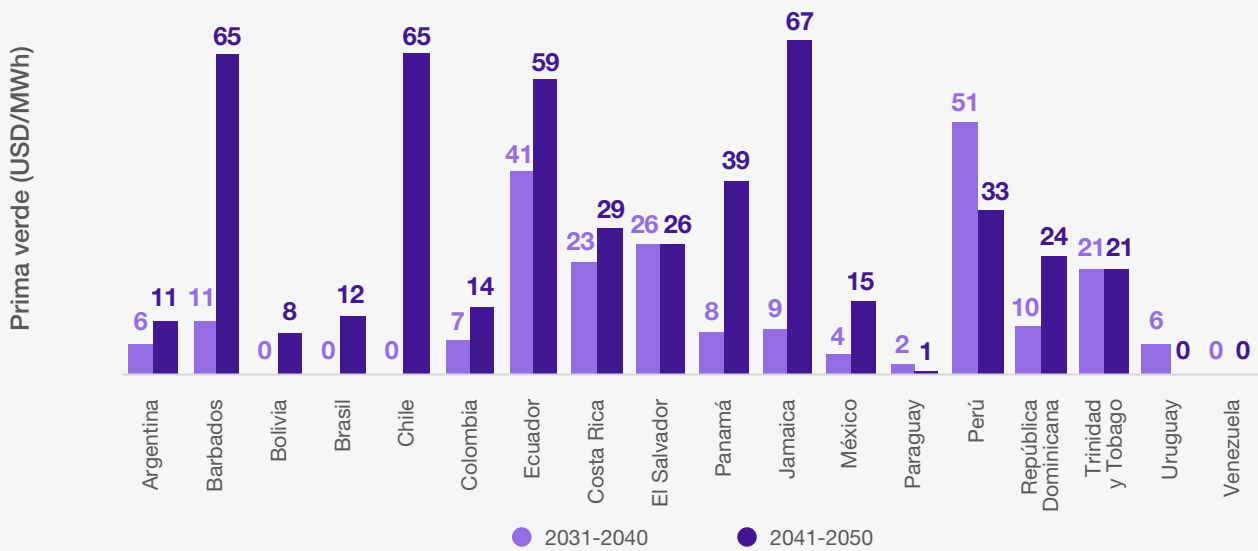
Evaluación de los costos en la transición energética

El costo de la transición energética está determinado por las metas adoptadas y la posición actual de cada país en este proceso. La prima verde, conocida también por su denominación en inglés, *green premium*, es un indicador diseñado para cuantificar los costos totales asociados al proceso de transición energética. Su objetivo es evaluar los costos adicionales en los que incurrirá el sistema para cumplir con los objetivos de reducción de las emisiones. Para estimar la prima verde requerida en los sistemas en el caso de TE, se utiliza el costo marginal de expansión como insumo. Este indicador se puede calcular como la diferencia entre los costos marginales de expansión (CME) de los casos BAU y de TE.

El CME estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión más operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. El gráfico 4.15 ofrece un resumen de la prima verde promedio en las décadas de 2030 y 2040 para cada uno de los países analizados en este estudio.

GRÁFICO 4.15

Prima verde asociada al caso de la transición energética para cada país



La prima verde pagada por los países puede experimentar variaciones significativas en función de la composición de la matriz de generación de cada sistema analizado y de las metas establecidas. En Argentina, Bolivia, México, República Dominicana y Trinidad y Tobago, este indicador resulta ser inferior a 20 USD/MWh durante la última década del estudio. Esto se atribuye a las metas de generación limpia establecidas en cada país y al hecho de que no se considera la retirada de todos los generadores termoeléctricos de sus sistemas, lo que reduce las necesidades de inversión que se habrían requerido de haber contemplado dicha acción.

En los países que ya tienen una matriz con una alta participación de fuentes renovables y no dependen en gran medida de los generadores termoeléctricos para satisfacer su demanda en el periodo estudiado (y, por lo tanto, tienen bajos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero), la prima verde se ha situado por debajo de los 12 USD/MWh. Este es el caso de Brasil, Colombia, Paraguay y Uruguay.

A pesar de contar con una matriz de generación con bajos niveles de emisiones a lo largo de los años, algunos países aún presentaron una prima verde

significativa. Es el caso de Ecuador, donde la retirada de todos los generadores termoeléctricos del sistema resulta en un aumento de las inversiones en tecnologías capaces de brindarle mayor flexibilidad, como baterías y plantas hidroeléctricas reversibles. Lo mismo ocurre en Colombia, cuya prima verde se sitúa alrededor de 40 USD/MWh en la década de 2030 y aumenta a 60 USD/MWh en la de 2040.

En Costa Rica, el aumento significativo en la demanda de energía eléctrica debido a una premisa de mayor producción de hidrógeno verde y electrificación de la flota en el caso de TE resultan en una prima verde de 23 USD/MWh en la década de 2030 y casi 30 USD/MWh en la siguiente, valores que no se esperarían para un sistema que ya cuenta con emisiones nulas en 2024.

Para el grupo de países que tienen una mayor dependencia de la generación térmica y han establecido como objetivo alcanzar emisiones nulas al final del horizonte de estudio, se observó una prima verde en el rango de 40 USD/MWh a 60 USD/MWh en al menos una de las décadas (en algunos casos, en ambas). Esto es aplicable a Chile, Ecuador, El Salvador, Jamaica y Perú. Barbados se encuentra dentro de este grupo, pero en este país supera los 65 USD/MWh debido a las limitaciones de recursos disponibles o a la gran necesidad de reemplazo del sistema de generación para cumplir con la meta de descarbonización.

Finalmente, Venezuela aparece como un caso particular ya que los costos de expansión en el caso de TE son menores que en el caso de BAU. La principal razón es que, en el primer escenario, los esfuerzos se centran en la recuperación del parque de generación térmica existente en el país, lo que resulta en inversiones considerablemente reducidas en fuentes renovables y mayores costos operativos. Por otro lado, con inversiones en plantas renovables más elevadas en el caso de TE, se observa una disminución de los costos operativos del sistema, lo que contribuye a la reducción del costo total.

Se puede concluir que, en el caso de TE, las metas de reducción de emisiones y el aumento en la participación de la generación renovable en la matriz energética de cada país provocan incrementos en las inversiones totales a lo largo de cada década. Restricciones, como el desmantelamiento de las centrales termoeléctricas y la imposibilidad de contar con estos activos en la expansión, impulsan las inversiones en otros recursos capaces de brindar flexibilidad a los

sistemas, tales como las baterías, las hidroeléctricas reversibles y las centrales termoeléctricas con captura de carbono.

Algunos países de la región ya han avanzado significativamente en el proceso de descarbonización de sus sectores eléctricos, como Brasil, Costa Rica y Uruguay. Esto se traduce en una prima verde más moderada en comparación con aquellos países que aún dependen en gran medida de fuentes emisoras de gases de efecto invernadero para satisfacer su demanda de electricidad, como Barbados, El Salvador y Jamaica, por mencionar algunos ejemplos.

Para algunos países, como Argentina, Bolivia, México, República Dominicana y Trinidad y Tobago, no se adopta una meta de descarbonización total de sus sistemas en las simulaciones, lo que implica que la prima verde respectiva no es tan elevada como podría serlo si se llevara a cabo el desmantelamiento total de las centrales termoeléctricas, como se ha hecho en los casos de Chile y Ecuador.

5

Ejes de acción para la transición energética



Identificación de los ejes de acción

El estudio demuestra que hay diferentes frentes de actuación para avanzar en la transición energética en América Latina y el Caribe. Los esfuerzos necesarios para llevarla a cabo y su priorización dependen del estatus de cada país respecto a diferentes temas, tales como su matriz eléctrica actual y el entorno regulatorio para recibir inversiones en tecnologías de bajo carbono. Considerando lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción con el objetivo de crear un posicionamiento en materia de transición energética en cada país. En este capítulo del informe se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto de los sectores eléctricos de la región.

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

Sin embargo, la participación en estas inversiones es distinta en los diferentes países. En algunos, la transición energética es un proceso en curso y ya existe un entorno regulatorio y de mercado propicio para recibir estas inversiones (por ejemplo, cuentan con un historial largo 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. Dado lo anterior, la inversión en tecnologías maduras de bajo carbono se dividió en dos ejes, de acuerdo con el país de actuación, ambos representados en el lado izquierdo de la figura 5.1.

Complementando lo anterior, 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 diversos, como la operación, la planificación, el diseño del 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 dirigidos a las autoridades y demás partes interesadas también es una acción relevante para fortalecer los sectores eléctricos de los países y permitir su modernización. Las acciones de este eje tendrían como objetivo central cerrar las brechas de desarrollo que todavía existen en la región y preparar a los países para afrontar los nuevos desafíos regulatorios y tecnológicos.

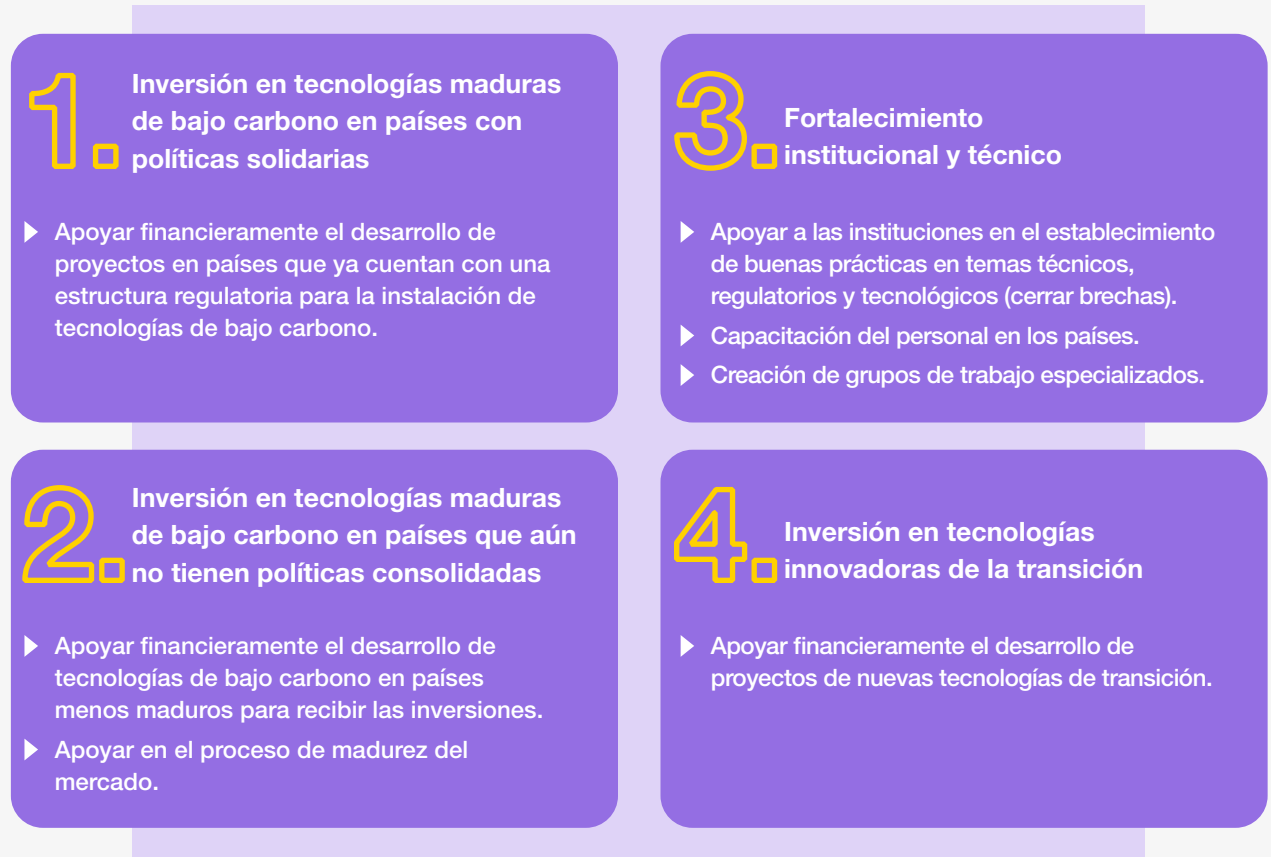
Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, la mayoría de las cuales todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de ciertos elementos para avanzar en el proceso, como la descarbonización del transporte, a través de la electromovilidad, y de parte de la industria, mediante el hidrógeno verde. 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 —ninguna de las cuales tiene actualmente una presencia significativa en los países de América Latina y el Caribe y, además, presentan brechas tecnológicas, económicas y regulatorias importantes para alcanzar su madurez.

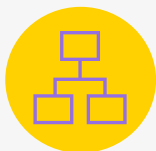
Por lo tanto, estudiar e identificar las tecnologías más prometedoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones, empezar a realizar inversiones

concretas (inicialmente 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 5.1

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





Clasificación de los ejes de acción

Con base en lo analizado anteriormente, los cuatro ejes de acción se clasificaron en tres categorías consideradas relevantes para un agente que quiere participar de la transición energética en la región: (i) retornos financieros esperados, (ii) impacto potencial en la descarbonización, y (iii) madurez para la implementación, como se muestra en la figura 5.2. Los círculos amarillos representan una puntuación en cada aspecto evaluado, de manera que un cuarto de círculo corresponde a la puntuación más baja (1), señalando un bajo nivel de desarrollo, y un círculo completo indica la puntuación máxima (4), lo que marca un alto nivel de desarrollo.

FIGURA 5.2
Clasificación de los ejes de actuación con respecto a sus retornos, impactos y madurez

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono en países con políticas consolidadas	 Riesgo o retornos moderados en mercados más desarrollados. Nivel de saturación varía por país.	 Impacto moderado: sistemas con transición ya en curso, pero hay excepciones.	 Implementación inmediata. Requiere una evaluación de las reglas del mercado local.
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono en países que aún no tienen políticas	 Riesgo o retornos más altos en mercados incipientes.	 Impacto muy alto: en general, países con matrices eléctricas altamente carbonizadas.	 Necesidad de desarrollo regulatorio, técnico o institucional. Necesidad de atraer inversionistas.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos, pero apalanca otros ejes.	 Impacto a mediano y largo plazo. Fundamental para desbloquear el potencial de inversión.	 Implementación inmediata basada en diálogos con las autoridades y partes interesadas del sector eléctrico.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgo o retornos más altos en tecnologías incipientes.	 Impacto potencial muy alto: sustitución de térmicas; descarbonización del transporte (electromovilidad) y la industria (H ₂ V), etc.	 Necesidad de estudios para evaluar las condiciones de mercado de las nuevas tecnologías.

Con respecto al primer eje, relativo a la inversión en energías maduras en países con políticas consolidadas, se esperan retornos financieros moderados, una vez que hay un grado de competencia significativo, con tasas de retornos aceptadas más bajas y, en muchos casos, mercados más saturados. Por ejemplo, la inversión en energía solar en Chile ya no tiene un gran retorno debido a la curva de pato en el costo marginal de operación establecida en el país. Con respecto al impacto potencial en materia de transición, también se considera que sería moderado, puesto que los países que ya han avanzado en la descarbonización usualmente tienen tasas de emisiones entre bajas y moderadas (los llamados

frutos maduros de la descarbonización del sistema⁶, como la disminución del despacho de combustibles líquidos o carbón, ya fueron explorados). Sin embargo, hay excepciones. Por ejemplo, México, que tiene un mercado eléctrico desarrollado, posee todavía una canasta de generación altamente termoeléctrica, siendo posible lograr grandes ahorros de emisiones con la entrada de las energías renovables. Finalmente, en términos de madurez, estos mercados están listos para recibir inversiones en estas tecnologías.

En el segundo eje, sobre inversión en tecnologías maduras en mercados más incipientes, hay mayores expectativas de retornos, dado que la competencia no está todavía tan establecida y la mayor percepción de riesgo suele resultar en un requerimiento de mayores retornos. El impacto en materia de transición suele ser muy grande, pues en general son matrices eléctricas muy carbonizadas (todavía ofrecen frutos maduros). Sin embargo, a pesar del alto retorno y los impactos esperados, estas posibilidades están menos maduras, siendo necesario muchas veces, bien un proceso de aprendizaje por parte de las autoridades y los inversionistas, bien el desarrollo de políticas y mecanismos para viabilizar estas inversiones.

Con relación al tercer eje, de fortalecimiento institucional y técnico, es una actividad que no tiene retornos esperados directos, sino que suele apalancar los otros ejes, en particular los ejes 2 y 4. El impacto potencial en materia de transición es muy alto, justamente por desbloquear inversiones en esos otros ejes muy impactantes, pero no recibe la puntuación máxima en la tabla porque es indirecto, de mediano a largo plazo. Por otra parte, se trata de una actuación de implementación inmediata, dependiendo de menos inversiones.

Finalmente, con respecto a las nuevas tecnologías, cuarto eje del cuadro, si bien tienen mayores riesgos, suelen requerir mayores retornos. En materia de transición, el impacto puede ser muy alto, incluyendo la descarbonización de sectores como el transporte y la industria a través de tecnologías como la electromovilidad y el hidrógeno verde. Por otro lado, en general son tecnologías menos maduras desde el punto de vista tecnológico y regulatorio, siendo necesario un trabajo previo de estudios, fortalecimiento institucional y técnico (eje 3) y de selección de tecnologías para inversión.

⁶ El concepto, conocido también por el término inglés *low hanging fruit*, se refiere a actuaciones y oportunidades tangibles que compensan a corto plazo y realizables con un esfuerzo mínimo.

En conclusión, hay diferentes frentes de actuación para que los agentes públicos y privados apoyen la transición energética en América Latina y el Caribe. Sus características difieren entre países y con respecto a retornos, impactos y madurez de acción. Los análisis realizados buscaron identificar las fortalezas y debilidades de cada eje, de forma que puedan ayudar a los agentes a tomar decisiones sobre qué acciones emprender y el momento de hacerlo. De una forma general, los análisis muestran que se debería enfocar en los ejes 1 y 3 de manera inmediata y a gran escala, mientras se crean y seleccionan cuidadosamente las oportunidades de los ejes 2 y 4, que tienen retornos e impactos mayores, pero son todavía menos numerosas.



6

Conclusiones



Los análisis de los casos de expansión presentados en este informe muestran que la expansión de las energías renovables no convencionales (ERNC) será la principal tendencia en el futuro energético de América Latina y el Caribe.

Esto se debe no solo al gran potencial de los recursos naturales en la región, sino también a que tiene costos de inversión competitivos en comparación con las fuentes convencionales. En los últimos años, los costos de instalación de tecnologías como la solar y la eólica han disminuido considerablemente, lo que las convierte en opciones cada vez más atractivas desde el punto de vista económico para los países de la región.

No obstante, a pesar de la reducción de los costos por megavatio instalado, la necesidad de infraestructuras complementarias, como sistemas de almacenamiento y redes de transmisión, aumenta la inversión total necesaria para asegurar una integración eficiente y segura de las renovables en los sistemas eléctricos. Este desafío es especialmente relevante en un escenario que busca la descarbonización total del sector eléctrico en los países de la región.

El análisis de los costos totales de inversión en generación muestra que más de la mitad de todo el financiamiento en la región se destina a ERNC. Asimismo, es importante señalar la relevancia del gas natural como el recurso más económico disponible para aportar flexibilidad a los sistemas en el caso de BAU, representando casi el 20 % de la inversión total. En cambio, en el caso de TE, para cumplir con las metas de transición, el gas no es una opción para la mayoría de los países, lo que lleva a un aumento del protagonismo de las tecnologías de almacenamiento, que ocupan casi el 25 % de la inversión total en generación. En el caso de TE estas son las principales tecnologías elegidas para el aporte de la flexibilidad requerida por los sistemas evaluados.

CUADRO 6.1

Resumen de inversiones en los casos de BAU y de TE

Tecnologías	BAU Inversiones totales (miles de millones de USD)	TE Inversiones totales (miles de millones de USD)
Almacenamiento	81	241
Térmica no emisora	23	33
ERNC	388	546
Gas natural	126	41
Hidráulica	79	129
Gas natural (CAC)	-	36
Transmisión	178	222
Total	874	1.249

Además del análisis de los costos de inversión, los objetivos principales de este trabajo son: (i) identificar el camino más económico para que cada país logre sus metas ambientales en el sector eléctrico; y (ii) cuantificar el costo necesario para alcanzar los objetivos de cada nación. Los resultados muestran los costos adicionales requeridos para cumplir con las metas de transición energética en cada caso, los cuales se derivan principalmente de la sustitución de activos emisores existentes y la adición de unidades libres de carbono que puedan aportar flexibilidad al sistema. Este costo adicional se traduce en una medida objetiva, denominada prima verde, que varía según las características del sistema de cada país y sus propias metas (véase el gráfico 4.14)

La disparidad entre países en cuanto a su prima verde subraya la relevancia económica de las metas de descarbonización y el progreso actual de cada uno en su proceso de transición energética. Países como Chile, Ecuador y Perú, que priorizan el desmantelamiento completo de las plantas de energía térmica, presentan una prima verde más elevada, lo que refleja un mayor costo para

alcanzar estos objetivos de transición. Por otro lado, aquellos países con metas de descarbonización menos estrictas en el sector eléctrico, como Argentina, Bolivia, México, República Dominicana y Trinidad y Tobago, muestran primas verdes más bajas. Esta variación resalta la heterogeneidad en las estrategias de descarbonización en toda la región y los costos esperados en cada país.

Es importante destacar también al grupo de países que ya cuentan con una matriz de generación predominantemente renovable, que los posiciona en un estado más avanzado en el proceso de transición energética. En Brasil, Colombia y Uruguay, por ejemplo, la transición tiende a generar una prima verde inferior a la de otros países, incluso en un escenario que adopta como objetivo la descarbonización total de sus sectores eléctricos.

En conclusión, el estudio pone de manifiesto que existen diferentes frentes de actuación para avanzar en la transición energética en América Latina y el Caribe,



dependiendo de las particularidades de cada país, como su matriz eléctrica actual y el entorno regulatorio. Los cuatro ejes de acción principales identificados ofrecen un marco estratégico para que tanto actores públicos como privados puedan contribuir de manera efectiva a este proceso.

El primer eje se enfoca en inversiones en tecnologías maduras de bajo carbono, como la energía solar y eólica, así como en infraestructura de transmisión y distribución, que dominarán la expansión de los sistemas eléctricos por razones económicas. El segundo eje destaca la necesidad de impulsar estas mismas tecnologías en mercados emergentes, donde los retornos pueden ser mayores, aunque los desafíos regulatorios y técnicos aún requieren desarrollo. El fortalecimiento institucional y técnico, tercer eje de actuación, se considera fundamental para facilitar inversiones en los demás frentes, asegurando un entorno que promueva mejoras en la planificación, operación y regulación de los sectores eléctricos. Finalmente, el cuarto eje se centra en las nuevas tecnologías, como el hidrógeno verde y la electromovilidad, que aún no están maduras, pero serán clave para la descarbonización de sectores estratégicos de algunos de los países evaluados.

En conjunto, estos ejes ofrecen una hoja de ruta para maximizar los impactos de la transición energética, diferenciando las oportunidades según el retorno esperado, el impacto en la descarbonización y la madurez de los mercados. Es posible identificar que las acciones inmediatas deben centrarse en tecnologías maduras (como centrales solares y eólicas terrestres), mientras que las nuevas tecnologías (como baterías, centrales híbridas e hidrógeno verde) tienen que ser exploradas para garantizar que alcancen su madurez en el mediano y largo plazo.

Anexo 1

» Adiciones de capacidad por país

CUADRO A 1.1

Adiciones de capacidad por tecnología en el caso de BAU para el período 2024 a 2050 (en MW)

Tecnologías (MW)	Argentina	Brasil	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Costa Rica	El Salvador
Hidráulica	2.500	-	1.466	7.526	2.674	4.709	1.230	419	260
Gas natural	1.433	-	-	54.086	2.700	5.227	2.800	250	-
Combustibles líquidos	43	-	-	-	-	-	-	189	-
Nuclear	1.200	-	-	-	-	-	-	-	-
Biocombustibles	-	-	-	9.048	319	2.699	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	700	-	-	55	80
Solar	11.280	80	2.467	95.100	2.800	8.346	3.180	645	1.858
CSP	-	-	-	-	2.800	-	-	-	-
Eólica terrestre	16.484	324	1.699	123.308	18.433	9.979	5.295	1.954	250
Eólica marítima	-	30	-	42.659	600	3.153	-	-	-
Batería	9	40	160	-	5.860	2.300	900	841	698
Bombeo	-	-	-	25.821	1.000	-	-	-	-
Térmica no emisora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	32.949	475	5.792	357.549	37.886	36.414	13.405	4.353	3.146

Continuación

Tecnologías (MW)	Panamá	Jamaica	México	Paraguay	Perú	Rep. Dominicana	Trinidad y Tobago	Uruguay	Venezuela
Hidráulica	388	-	839	1.520	3.409	300	-	-	5.056
Gas natural	1.114	366	37.364	-	2.250	2.911	209	470	9.278
Combustibles líquidos	-	4	-	-	110	-	-	61	1.234
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biocombustibles	-	-	1.833	-	290	-	-	-	-
Geotérmica	-	-	541	-	-	-	-	-	-
Solar	1.675	899	33.550	5.700	3.439	4.833	913	455	1.090
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica terrestre	2.375	938	18.418	950	7.840	4.523	-	1.636	2.020
Eólica marítima	-	-	-	-	1.500	400	154	-	-
Batería	1.145	370	1.400	770	2.004	3.707	-	-	-
Bombeo	-	-	-	-	600	-	-	-	-
Térmica no emisora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	6.697	2.577	93.945	8.940	21.442	16.674	1.275	2.622	18.678

CUADRO A 1.2

Adiciones de capacidad por tecnología en el caso de TE para el período 2024 a 2050 (en MW)

Tecnologías (MW)	Argentina	Brasil	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Costa Rica	El Salvador
Hidráulica	2.500	-	1.650	14.051	5.424	2.013	2.976	842	842
Gas natural	133	-	-	4.479	-	-	400	-	-
Combustibles líquidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	1.200	-	-	-	-	-	-	-	-
Biocombustibles	-	-	75	4.648	319	4.938	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	700	-	-	55	140
Solar	20.827	400	3.017	63.830	3.800	10.604	4.180	2.133	1.938
CSP	-	-	-	-	6.740	-	-	-	-
Eólica terrestre	25.298	407	1.779	153.666	25.947	13.947	8.945	4.204	790
Eólica marítima	-	180	-	72.170	4.100	9.661	-	-	-
Batería	9	245	195	7.140	11.700	12.626	2.600	1.708	1.632
Bombeo	-	-	-	67.343	4.400	3.600	1.600	-	-
Térmica no emisora	-	-	-	20.000	-	-	-	-	-
Total	49.967	1.231	6.716	407.326	63.130	57.390	20.701	8.942	5.341

Continuación

Tecnologías (MW)	Panamá	Jamaica	México	Paraguay	Perú	Rep. Dominicana	Trinidad y Tobago	Uruguay	Venezuela
Hidráulica	825	-	1.888	1.530	5.969	300	-	-	7.256
Gas natural	1.114	-	26.311	-	310	4.479	-	-	4.834
Combustibles líquidos	-	-	-	-	-	-	-	-	1.234

Tecnologías (MW)	Panamá	Jamaica	México	Paraguay	Perú	Rep. Dominicana	Trinidad y Tobago	Uruguay	Venezuela
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biocombustibles	-	-	3.800	-	750	135	-	290	-
Geotérmica	-	-	1.112	-	-	-	-	-	-
Solar	3.818	2.152	51.435	5.950	4.641	4.583	1.592	1.109	4.525
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica terrestre	3.118	1.139	32.376	1.250	9.000	4.500	-	1.886	13.920
Eólica marítima	1.792	750	-	-	2.000	2.180	1.528	-	-
Batería	3.753	1.276	18.750	960	3.536	3.947	-	585	1.123
Bombeo	-	-	-	-	2.900	-	-	-	-
Térmica no emisora	-	-	-	-	5.146	-	-	-	-
Total	14.419	5.317	135.671	9.690	34.252	20.125	3.120	3.870	32.891

Anexo 2

» Inversiones en generación por país en el caso de BAU

CUADRO A 2.1

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Argentina para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Argentina	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	9	8	0 %
Térmica no emisora	1.100	5.500	16 %
Térmica	43	35	0 %
ERNC	27.816	21.790	62 %
Gas natural	1.699	2.039	6 %
Hidráulica	2.500	6.000	17 %
Total	33.167	35.372	100 %

CUADRO A 2.2

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Barbados para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Barbados	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	40	55	12 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	435	414	88 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	475	469	100 %

CUADRO A 2.3

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Bolivia para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Bolivia	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	25	33	1 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	2.945	2.337	36 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	1.694	4.065	63 %
Total	4.664	6.437	100 %

CUADRO A 2.4

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Brasil para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Brasil	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	25.821	58.096	16 %
Térmica no emisora	9.485	11.382	3 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	233.067	221.849	60 %
Gas natural	56.427	57.417	16 %
Hidráulica	7.840	18.816	5 %
Total	332.639	367.561	100 %

CUADRO A 2.5

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Chile para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Chile	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	7.257	7.152	14 %
Térmica no emisora	319	383	1 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	27.640	35.378	67 %
Gas natural	2.700	2.890	5 %
Hidráulica	2.823	6.775	13 %
Total	40.739	52.578	100 %

CUADRO A 2.6

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Colombia para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Colombia	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	2.300	3.515	8 %
Térmica no emisora	2.699	3.239	8 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	21.728	19.160	45 %
Gas natural	5.227	6.273	15 %
Hidráulica	4.276	10.261	24 %
Total	36.230	42.449	100 %

CUADRO A 2.7

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Costa Rica para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Costa Rica	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	541	911	16 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	4.192	3.602	63 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	519	1.245	22 %
Total	5.253	5.760	100 %

CUADRO A 2.8

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Ecuador para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Ecuador	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	900	862	6 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	8.723	6.748	49 %
Gas natural	2.800	2.660	19 %
Hidráulica	1.442	3.461	25 %
Total	13.865	13.732	100 %

CUADRO A 2.9

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en El Salvador para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

El Salvador	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	329	314	12 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	2.188	1.681	64 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	260	624	24 %
Total	2.776	2.620	100 %

CUADRO A 2.10

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Jamaica para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Jamaica	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	370	214	11 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	4	3	0 %
ERNC	1.837	1.400	70 %
Gas natural	366	377	19 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	2.577	1.994	100 %

CUADRO A 2.11

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en México para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

México	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	1.400	1.352	2 %
Térmica no emisora	1.833	2.200	3 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	53.426	41.295	48 %
Gas natural	39.331	39.113	45 %
Hidráulica	916	2.198	3 %
Total	96.906	86.158	100 %

CUADRO A 2.12

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Panamá para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Panamá	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	597	572	9 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	4.110	3.081	49 %
Gas natural	1.314	1.577	25 %
Hidráulica	459	1.101	17 %
Total	6.480	6.333	100 %

CUADRO A 2.13

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Paraguay para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Paraguay	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	770	776	9 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	6.650	4.116	48 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	1.520	3.647	43 %
Total	8.940	8.539	100 %

CUADRO A 2.14

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Perú para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Perú	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	2.604	3.303	13 %
Térmica no emisora	290	348	1 %
Térmica	110	88	0 %
ERNC	13.112	11.882	46 %
Gas natural	2.390	2.081	8 %
Hidráulica	3.419	8.206	32 %
Total	21.925	25.908	100 %

CUADRO A 2.15

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en República Dominicana para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Republica Dominicana	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	3.707	3.663	23 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	10.370	8.220	53 %
Gas natural	2.911	3.031	19 %
Hidráulica	300	720	5 %

CUADRO A 2.16

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Trinidad y Tobago para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Trinidad y Tobago	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	-	-	0 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	1.087	773	76 %
Gas natural	209	250	24 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	1.296	1.024	100 %

CUADRO A 2.17

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Uruguay para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Uruguay	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	-	-	0 %
Térmica no emisora	30	36	2 %
Térmica	61	49	2 %
ERNC	2.086	1.741	78 %
Gas natural	470	400	18 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	2.647	2.226	100 %

CUADRO A 2.18

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Venezuela para el período de 2024 a 2050 en el caso de BAU

Venezuela	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	-	-	0 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	1.264	404	2 %
ERNC	3.110	2.456	11 %
Gas natural	9.371	7.698	35 %
Hidráulica	5.056	11.708	53 %
Total	18.801	22.267	100 %

Anexo 3

» Inversiones en generación por país en el caso de TE

CUADRO A 3.1

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Argentina para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Argentina	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	9	8	0 %
Térmica no emisora	1.100	5.500	12 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	44.701	33.755	74 %
Gas natural	399	479	1 %
Hidráulica	2.500	6.000	13 %
Total	48.708	45.742	100 %

CUADRO A 3.2

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Barbados para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Barbados	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	100	137	19 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	680	599	81 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	781	736	100 %

CUADRO A 3.3

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Bolivia para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Bolivia	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	50	66	1 %
Térmica no emisora	45	54	1 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	3.260	2.546	37 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	1.791	4.299	62 %
Total	5.146	6.966	100 %

CUADRO A 3.4

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Brasil para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Brasil	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	76.484	163.989	31 %
Térmica no emisora	6.685	12.582	2 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	258.679	269.383	51 %
Gas natural	4.653	5.584	1 %
Hidráulica	16.352	39.246	7 %
Gas natural (CCS)	20.000	36.000	7 %
Total	382.853	526.782	100 %

CUADRO A 3.5

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Chile para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Chile	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	16.497	18.328	19 %
Térmica no emisora	319	383	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	43.594	62.655	66 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	5.573	13.375	14 %
Total	65.983	94.741	100 %

CUADRO A 3.6

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Colombia para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Colombia	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	8.210	12.580	21 %
Térmica no emisora	5.138	6.166	10 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	30.088	29.027	49 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	4.904	11.769	20 %
Total	48.340	59.542	100 %

CUADRO A 3.7

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Costa Rica para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Costa Rica	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	535	717	8 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	7.469	6.224	67 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	992	2.380	26 %
Total	8.996	9.321	100 %

CUADRO A 3.8

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Ecuador para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Ecuador	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	4.200	6.109	25 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	13.373	10.580	43 %
Gas natural	400	480	2 %
Hidráulica	3.188	7.652	31 %
Total	21.161	24.821	100 %

CUADRO A 3.9

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en El Salvador para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

El Salvador	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	732	735	13 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	3.244	2.899	51 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	842	2.021	36 %
Total	4.817	5.655	100 %

CUADRO A 3.10

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Jamaica para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Jamaica	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	1.305	1.458	29 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	4.041	3.501	71 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	5.346	4.959	100 %

CUADRO A 3.11

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en México para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

México	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	18.750	18.186	15 %
Térmica no emisora	3.800	4.560	4 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	85.839	66.564	55 %
Gas natural	28.279	27.871	23 %
Hidráulica	1.965	4.716	4 %
Total	138.632	121.897	100 %

CUADRO A 3.12

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Panamá para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Panamá	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	803	786	7 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	8.737	7.644	65 %
Gas natural	1.114	1.337	11 %
Hidráulica	845	2.029	17 %
Total	11.499	11.796	100 %

CUADRO A 3.13

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Paraguay para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Paraguay	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	960	967	11 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	7.200	4.534	49 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	1.530	3.671	40 %
Total	9.690	9.172	100 %

CUADRO A 3.14

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Perú para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Perú	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	6.436	10.918	25 %
Térmica no emisora	5.897	3.370	8 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	15.973	14.446	33 %
Gas natural	310	264	1 %
Hidráulica	5.979	14.350	33 %
Total	34.595	43.348	100 %

CUADRO A 3.15

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en República Dominicana para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Republica Dominicana	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	3.947	3.898	19 %
Térmica no emisora	135	162	1 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	11.877	10.993	54 %
Gas natural	4.479	4.752	23 %
Hidráulica	300	720	4 %
Total	20.738	20.524	100 %

CUADRO A 3.16

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Trinidad y Tobago para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Trinidad y Tobago	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	-	-	0 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	3.140	3.466	100 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	3.140	3.466	100 %

CUADRO A 3.17

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Uruguay para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Uruguay	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	585	568	17 %
Térmica no emisora	320	384	12 %
Térmica	-	-	0 %
ERNC	3.022	2.360	71 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	-	-	0 %
Total	3.927	3.313	100 %

CUADRO A 3.18

Resumen de adiciones e inversiones acumuladas en Venezuela para el período de 2024 a 2050 en el caso de TE

Venezuela	Adiciones totales (MW)	Inversiones totales (MUSD)	Inversiones totales (Porcentaje)
Almacenamiento	1.123	1.512	4 %
Térmica no emisora	-	-	0 %
Térmica	1.264	404	1 %
ERNC	18.445	15.262	45 %
Gas natural	-	-	0 %
Hidráulica	7.256	16.988	50 %
Total	28.088	34.167	100 %

Anexo 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones en los sistemas de transmisión de todos los países evaluados entre 2025 y 2050

País	BAU (MUSD)	TE (MUSD)
Argentina	9.203	14.132
Barbados	11	33
Bolivia	905	1.509
Brasil	112.663	133.44
Chile	6.379	8.691
Colombia	7.961	10.223
Costa Rica	896	1.182
Ecuador	3.126	3.969
El Salvador	463	727
Jamaica	140	267
México	18.055	25.148
Panamá	1.131	1.819
Paraguay	2.229	2.229
Perú	4.757	6.877

País	BAU (MUSD)	TE (MUSD)
República Dominicana	1.573	1.889
Trinidad y Tobago	163	354
Uruguay	639	832
Venezuela	7.002	7.915
Total	177.296	221.233

Referencias

- Banco Mundial (2022b). GDP (constant 2015 US\$). Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD>.
- Banco Mundial (2022c). *Población, total. Bolivia*. Obtenido de <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=1W>
- Comisión Nacional de Energía (01/2016). Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio. Santiago de Chile: Ministerio de Energía del Gobierno de Chile.
- Ember (2024, con procesamiento importante de Our World in Data). *Electricity demand, Ember and Energy Institute* [serie de datos]. En Yearly Electricity Data. <https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand>.
- Ember (2024). *Carbon intensity of electricity generation, 2000 to 2023*. En Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024). Con procesamiento de Our World in Data. <https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart&time=2000..2023&country=Middle+East+%28Ember%29~Latin+America+and+Caribbean+%28Ember%29~Europe+%28Ember%29~North+America+%28Ember%29~Oceania+%28Ember%29~Africa+%28Ember%29~Asia+%28E>.
- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- MINEM (2023). *La hoja de ruta de redes eléctricas inteligentes (smart grids) en la distribución*. Ministerio de Energías y Minas de Perú y GIZ. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4832778/Hoja%20de%20Ruta_REI_SMARTGRIDS05.07.23.pdf?v=1689191313.
- Our World In Data (2024). *Electricity demand, 2000 to 2022*. Con datos de Ember, 2024. <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-demand?region=SouthAmerica>.
- 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 (2024). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/OptgenFolderEng.pdf>
- PSR (2024). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/SDDPFolderEng.pdf>

