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

Brasil

CAF BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE

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 Brasil

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

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

Gestión editorial
Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

Revisión editorial y corrección de estilo
Ana Gerez

Diseño gráfico
https://cleiman.com

Fotografías
Banco de imágenes de CAF, Adobe Stock, pexels.com 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

Brasil

BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE

PÁGINAS 20-28

Resumen ejecutivo

PÁGINAS 29-33



1. Introducción

PÁGINAS 34-44



2. Caracterización del sistema eléctrico de Brasil

Caracterización del país y matriz energética 36

Marco institucional y agentes del sector 38

Caracterización del sistema de generación 40

Caracterización del sistema de transmisión 41

PÁGINAS 45-70



3. Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética 46

Estructura y funcionamiento sectorial 49

- Estructura sectorial
- Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión
- Competencia en el mercado mayorista
- Mercados locales de energía
- Transparencia tarifaria

Políticas de transición energética 53

- Energías renovables no convencionales
- Eficiencia energética
- Electromovilidad
- Hidrógeno verde
- Redes y medición inteligente
- Gas natural como vector de transición

Planeamiento y regulación sectorial 64

- Planificación energética y eléctrica
- Generación distribuida
- Almacenamiento con baterías

Iniciativas de organismos multilaterales 69

PÁGINAS 71-101



4. Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición 71

Proyección de los precios de los combustibles 74

- Proyección de los precios de los combustibles líquidos
- Proyección de los precios del gas natural
- Proyección de los precios del carbón

Tecnologías candidatas para la expansión 81

Supuestos adoptados en la expansión del sistema 84

- Demanda potencial
- Generación distribuida
- Electromovilidad
- Hidrógeno verde
- Eficiencia energética
- Demanda final
- Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

PÁGINAS 102-142



5. Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Brasil

Caso de BAU 103

- Expansión de la generación
- Perfil de generación
- Costos marginales

Caso de transición energética 115

- Expansión de la generación
- Perfil de generación
- Costos marginales

Comparación de los casos de BAU y de TE 125

Inversiones en transmisión 133

Inversiones en distribución 137

- Instalación de medidores inteligentes
- Inversiones en estaciones de recarga pública
- Refuerzo de la red de distribución en Brasil

PÁGINAS 143-149



Ejes de acción en Brasil

PÁGINAS 150-153



Conclusiones

PÁGINAS 154-159

Referencias

PÁGINAS 160-162

Apéndice 1:
Adiciones de capacidad

PÁGINAS 163-164

Apéndice 2:
Generación mensual por tecnología

PÁGINAS 165-178

Apéndice 3:
Inversiones en generación

PÁGINAS 179-180

Apéndice 4:
Inversiones en transmisión

PÁGINAS 181-182

Apéndice 5:
Mapas del potencial renovable eólico y solar

PÁGINAS 183-193

Apéndice 6:
Criterios considerados para el análisis sectorial

PÁGINAS 194-207

Apéndice 7:
Propuesta metodológica

PÁGINAS 208-248

Apéndice 8:
Metodología para el cálculo de los supuestos

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS

Cuadro 2.1	Especificaciones de las líneas de transmisión brasileñas al cierre de 2023	44
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Brasil	47
Cuadro 3.2	Recomendaciones de la EPE y el MME para el desarrollo de las redes inteligentes en Brasil	61
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	73
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	81
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	82
Cuadro 4.4	Adiciones de capacidad consideradas en el plan de expansión de Brasil	100
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Brasil	149
Figura 2.1	Sistema de transmisión brasileño al cierre de 2023	43
Figura 5.1	Representación de las macrorregiones de Brasil y sus interconexiones	123
Figura 5.5	Distribución de parques eólicos y solares en la región Norte de Argentina	134
Figura 5.6	Distribución de parques eólicos y solares en Brasil	135
Figura 5.7	Distribución de parques eólicos y solares en la región Noreste de Brasil	135
Figura 6.1	Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y el Caribe	146

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1	Capacidad instalada por tecnología al cierre de 2023	23
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	76
Gráfico 4.2	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	76
Gráfico 4.3	Proyección de los precios Henry Hub	78
Gráfico 4.4	Proyección de precios del gas adoptada en este estudio	78
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	79
Gráfico 4.6	Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias.	80
Gráfico 4.7	Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base	80
Gráfico 4.8	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	83
Gráfico 4.9	Curva de costos para baterías	83
Gráfico 4.10	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	85
Gráfico 4.11	Crecimiento y proyección del PIB	86
Gráfico 4.12	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	87
Gráfico 4.13	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	88
Gráfico 4.14	Datos de proyectos de GD instalados en Brasil	89
Gráfico 4.15	Curva de adopción de la GD	90
Gráfico 4.16	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	91
Gráfico 4.17	Proyección de la demanda en el sector del transporte	92
Gráfico 4.18	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	93
Gráfico 4.19	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	93
Gráfico 4.20	Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial	94
Gráfico 4.21	Producción de hidrógeno verde en Brasil	95
Gráfico 4.22	Consumo de electricidad de los electrolizadores	96
Gráfico 4.23	Distribución de la demanda en los sectores de la economía brasileña	97

Gráfico 4.24 — Proyección de las ganancias de eficiencia 98

Gráfico 4.25 — Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios 99

Gráfico 4.26 — Adiciones de capacidad entre 2024 y 2030 por estados de Brasil y tecnología 101

Gráfico 5.1 — Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema brasiñeño en el caso de BAU 104

Gráfico 5.2 — Evolución de la capacidad instalada en el sistema brasileño hasta 2050 en el caso de BAU 105

Gráfico 5.3 — Adiciones de capacidad en el sistema brasileño en el caso de BAU 106

Gráfico 5.4 — Canasta de generación anual en el sistema brasileño en 2024 107

Gráfico 5.5 — Perfil de generación mensual en el sistema brasileño en 2024 108

Gráfico 5.6 — Despacho típico diario en el sistema brasileño en 2024 109

Gráfico 5.7 — Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema basileño en el caso de BAU 110

Gráfico 5.8 — Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema brasileño en el caso de BAU 111

Gráfico 5.9 — Despacho típico diario en el sistema brasileño para el año 2050 en el caso de BAU 112

Gráfico 5.10 — Costos marginales anuales en el sistema argentino en el caso de BAU 113

Gráfico 5.11 — Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema brasileño en el caso de BAU 114

Gráfico 5.12 — Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema brasileño en el caso de TE 115

Gráfico 5.13 — Evolución de la capacidad instalada en el sistema brasileño hasta 2050 en el caso de TE 116

Gráfico 5.14 — Adiciones de capacidad en el sistema brasileño en el caso de TE 117

Gráfico 5.15 — Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema brasileño en el caso de TE 118

Gráfico 5.16 — Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema brasileño en el caso de TE 119

Gráfico 5.17 — Despacho típico diario en el sistema brasileño para el año 2050 en el caso de TE 119

Gráfico 5.18 — Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema argentino en caso de TE 120

Gráfico 5.19	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema brasileño en el caso de TE	121
Gráfico 5.20	Despacho típico diario en el sistema brasileño para el año 2050 en el caso de TE	122
Gráfico 5.21	Costos marginales anuales en el sistema brasileño en el caso de TE	123
Gráfico 5.22	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema brasileño en el caso de TE	123
Gráfico 5.23	Cronograma de retiro de las centrales termoeléctricas en el sistema brasileño	126
Gráfico 5.24	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema brasileño en los casos de BAU y TE	127
Gráfico 5.25	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema brasileño	128
Gráfico 5.26	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema brasileño en los casos de BAU y TE	129
Gráfico 5.27	Comparación de precios *spot* en el sistema brasileño en los casos de BAU y TE	129
Gráfico 5.28	Evolución de los costos de inversión en generación	130
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de operación	131
Gráfico 5.30	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Brasil	132
Gráfico 5.31	Inversiones en el sistema de transmisión brasileño por década	136
Gráfico 5.32	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	138
Gráfico 5.33	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	138
Gráfico 5.34	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	139
Gráfico 5.35	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	140
Gráfico 5.36	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	140
Gráfico 5.37	Inversiones anuales en la red de distribución	142

Abreviaciones

ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
BAU	Continuidad (*business as usual*)
CAC	Captura y almacenamiento de carbono
CAPEX	Gastos de capital
CCEE	Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CGIEE	Comité Gestor de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GD	Generación distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GN	Gas natural
GW	Gigavatio

H_2	Hidrógeno
IBAMA	Instituto Brasileño de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
LEN	Subasta de energía nueva
LFA	Subasta de fuentes alternativas
MM	Mercado mayorista
MME	Ministerio de Minas y Energía
MWh	Megavatio hora
ONS	Operador Nacional del Sistema
O&M	Operación y mantenimiento
PNE	Plan Nacional de Energía
PNH_2	Programa Nacional de Hidrógeno
PROCEL	Programa Nacional de Conservación de la Energía Eléctrica
TE	Transición energética
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TWh	Teravatios por hora
USD	Dólares estadounidenses

Resumen ejecutivo

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

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

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

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

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

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para la expansión del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo.

El análisis de las políticas energéticas en Brasil revela brechas y áreas de mejora en diversos aspectos. En primer lugar, se destaca el papel que desempeñan las fuentes renovables, fundamentalmente solar y eólica, en la matriz energética del país. Ambas han sido el principal motor de la expansión del sistema de generación en los últimos años. Con una matriz en la que cerca del 90 % de la generación se obtiene de fuentes renovables, el país se encuentra en un estado avanzado del proceso de transición energética en el sector. No obstante, aún existen diversos desafíos por abordar, como cuestiones relacionadas con la flexibilidad de la generación y la gestión del riesgo asociado al uso de los embalses de centrales hidroeléctricas del país.

El tema de la electromovilidad ha sido objeto de un intenso debate en el ámbito de la infraestructura nacional, especialmente debido a la persistente dependencia del sector del transporte de combustibles fósiles (más de 90 % de la demanda total del sector, según el balance energético nacional) (EPE, 2023a). Aunque se han establecido regulaciones y planes para impulsar la adopción de los vehículos eléctricos e híbridos, como exenciones impositivas y normativas sobre la infraestructura de recarga, Brasil enfrenta desafíos para desarrollar una política nacional más sólida y reducir los costos de producción local de estos vehículos. Además, la disponibilidad de infraestructura sigue siendo limitada en gran parte del territorio nacional, lo que dificulta la adopción intensiva de la tecnología en diversos sectores de la economía.

En relación con las nuevas tecnologías, el hidrógeno verde ha sido un tema de gran debate en el país, especialmente con la publicación del Programa Nacional del Hidrógeno. Sin embargo, Brasil aún necesita establecer un marco jurídico claro y garantizar un acceso competitivo al financiamiento para que proyectos a gran escala se tornen posibles en el país. Además, el almacenamiento de energía con baterías aún está pendiente de desarrollo normativo, con discusiones sobre la inclusión de estas fuentes en futuras subastas de capacidad.

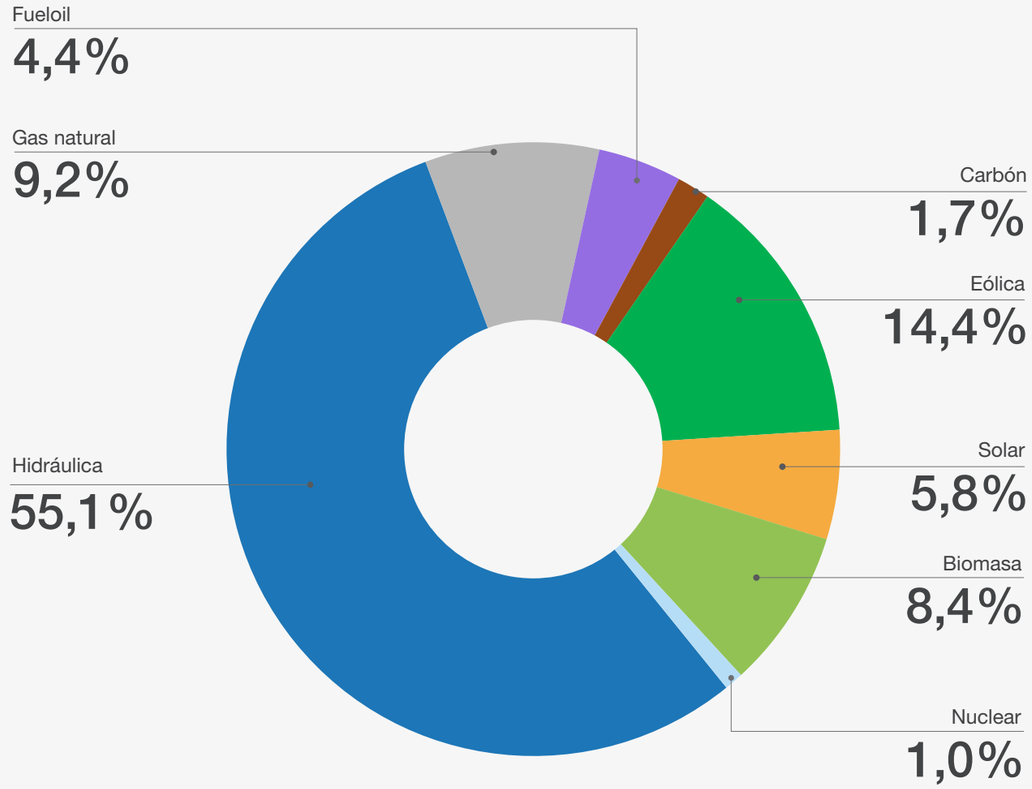
En el ámbito de la eficiencia energética, se han establecido leyes y planes para promoverla, incluyendo la creación de indicadores de niveles de eficiencia y la elaboración de un plan nacional de energía. Sin embargo, se señala la necesidad de una política más clara y acciones concretas para alcanzar los objetivos propuestos.

Finalmente, Brasil está impulsando el desarrollo del gas natural como un vector de transición energética, con medidas como la implementación de subastas de bloques de exploración y la revisión del marco regulatorio. Sin embargo, se destaca la importancia de mantener precios competitivos y abordar cuestiones clave para aumentar el consumo de gas natural, entre ellas, la infraestructura adecuada y la atracción de inversiones.

El sistema eléctrico brasileño cuenta con aproximadamente 110 gigavatios (GW) producidos por centrales hidroeléctricas, siendo esta la principal fuente de generación de electricidad en el país al cierre de 2023. Además, las centrales solares y eólicas han ganado espacio en la matriz de generación en los últimos años, representando un total del 5,8 % y 14,4 %, respectivamente.

GRÁFICO 1

Capacidad instalada por tecnología de 2023

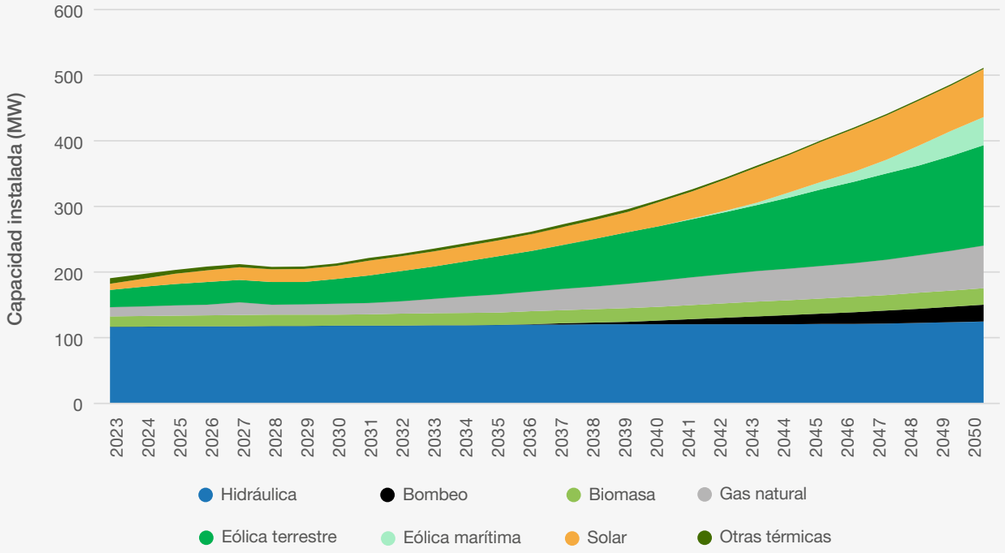


Fuente: Elaboración propia con datos de ONS (2023).

Al analizar la expansión en el caso de BAU, se observa que, a pesar de reducir su participación en la matriz al 28 % en 2050, las hidroeléctricas siguen siendo una de las principales fuentes de generación del país. Estos activos se muestran valiosos para el sistema al proporcionar diversos servicios que contribuyen a una integración más eficiente de las fuentes renovables intermitentes.

GRÁFICO 2

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



En el caso de TE, se establece como meta el desmantelamiento de todas las centrales emisoras de gases de efecto invernadero existentes. Con ello, además de aumentar las centrales que usan fuentes renovables (especialmente eólicas terrestres y marinas), se instalan centrales térmicas de gas natural con tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC) en el sistema del país, principalmente en la región Sureste. En este caso, se observa una diferencia en el valor total invertido en generación, que aumenta un 44 % (de USD 360.048 millones en el caso de BAU a USD 519.269 millones en el caso de TE).

GRÁFICO 3

Cronograma de retiro de las centrales termoeléctricas en el sistema brasileño

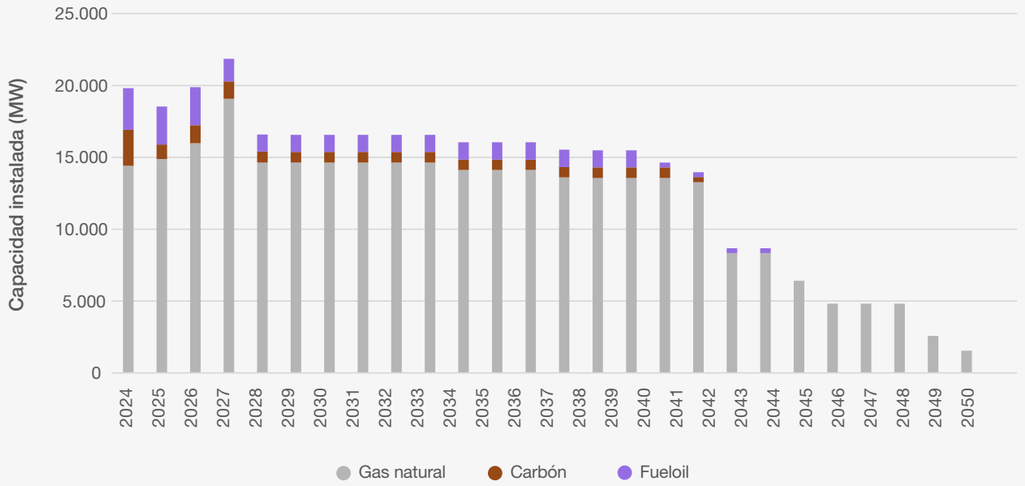
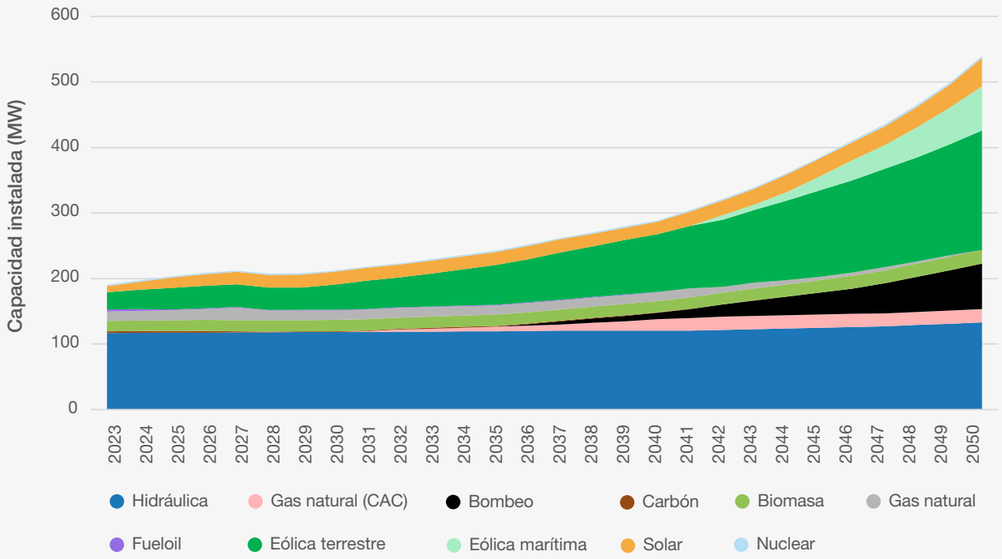


GRÁFICO 4

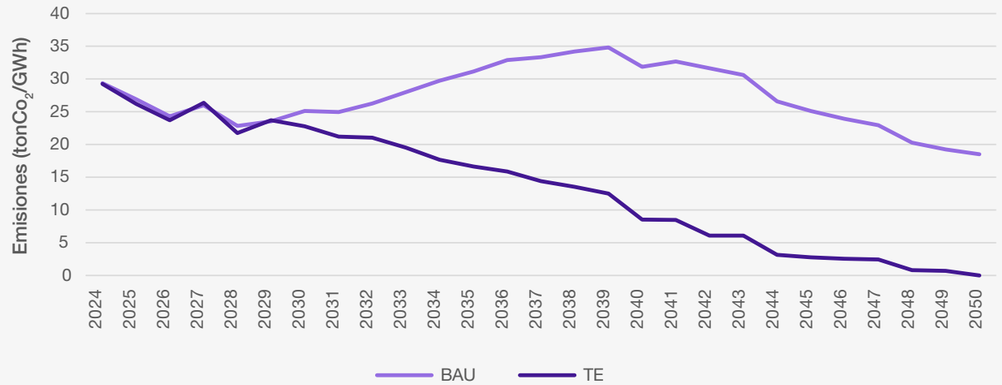
Evolución de la capacidad instalada en el sistema brasileño hasta 2050 en el caso de TE



En el caso de TE, se proyecta una reducción en las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), que se vuelve más significativa a partir de 2040, periodo en el cual la retirada de las centrales térmicas del sistema se acentúa. Para el caso de BAU, las emisiones tienen una tendencia de crecimiento en la década de 2030, debido a la implantación de algunas centrales térmicas, volviendo a bajar en los años 2040.

GRÁFICO 5

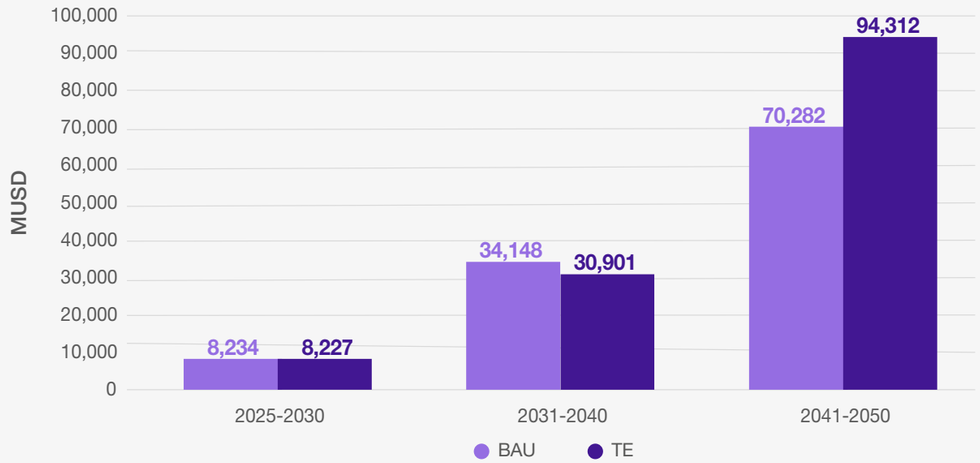
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema brasileño en los casos de BAU y TE



Dado que el mayor potencial para la instalación de centrales eólicas se encuentra en la región Nordeste, se prevén inversiones significativas para reforzar el sistema de interconexiones entre esta región y la Sureste y permitir la exportación del exceso de oferta del nordeste hacia el centro de carga del país. Se estima un total de inversiones de USD 112.663 millones en el caso de BAU y USD 133.440 millones en el caso de TE, lo que resulta en una diferencia de aproximadamente el 18 % entre ambos escenarios.

GRÁFICO 6

Inversiones en el sistema de transmisión de Brasil por década



El análisis exhaustivo de las políticas energéticas en Brasil resalta el significativo avance hacia la transición energética, especialmente gracias al crecimiento de fuentes renovables, como la solar y la eólica. Aunque el país enfrenta retos en la promoción de la electromovilidad y la consolidación de políticas energéticas más sólidas, ha tomado medidas significativas para abordar estas áreas. La discusión sobre el hidrógeno verde y el impulso del gas natural como parte de la transición reflejan un enfoque integral que busca la diversificación de la matriz energética. Sin embargo, para alcanzar plenamente los objetivos propuestos, será crucial establecer marcos legales claros, mejorar la infraestructura en algunos sectores (como el desarrollo de puntos de carga para coches eléctricos) y continuar con el desarrollo de tecnologías de generación limpias.

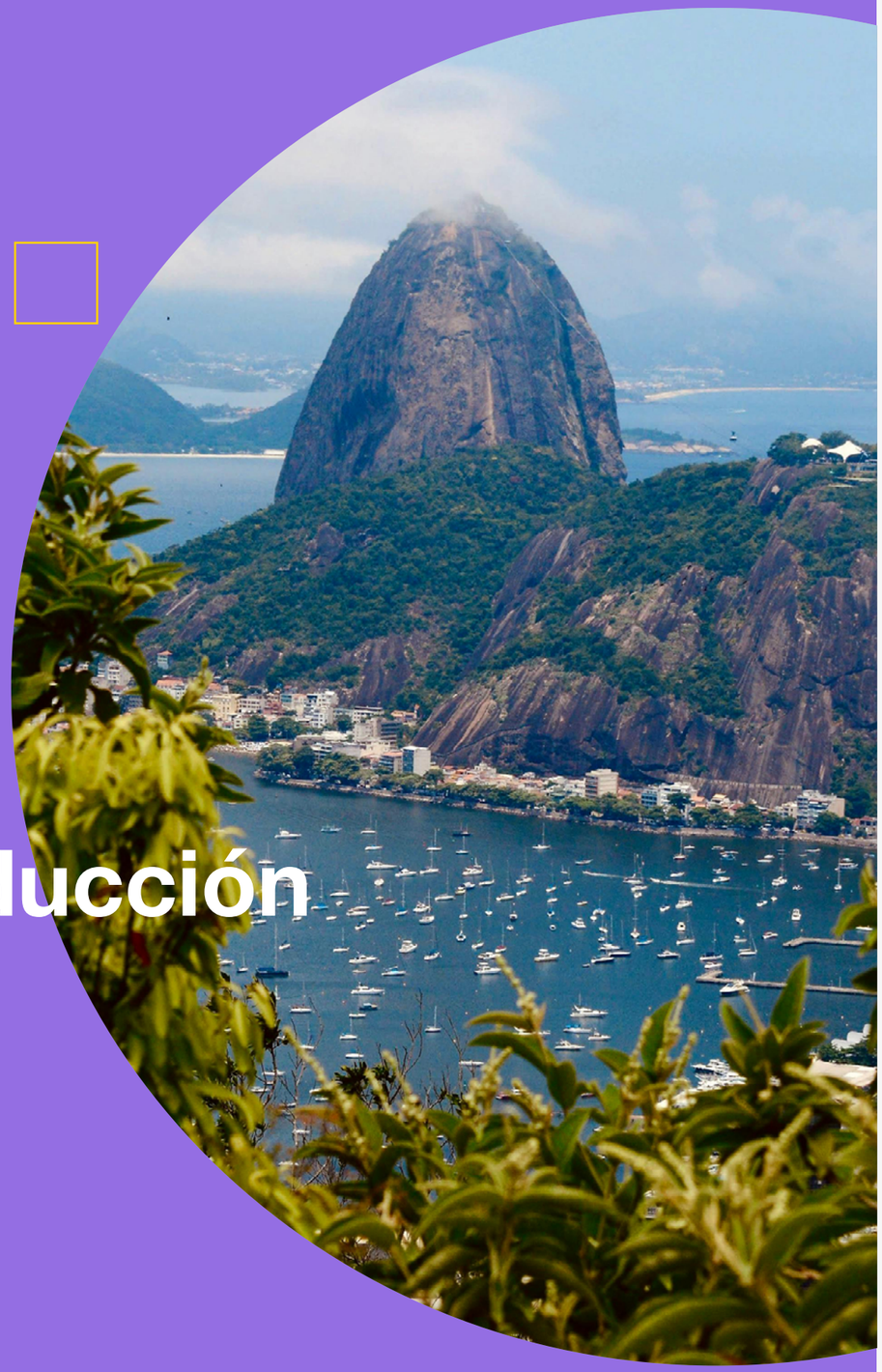
El cuadro 1 resume las necesidades de inversión total en generación, transmisión y distribución hasta 2050 para los dos casos de expansión considerados en Brasil.

CUADRO 1

Resumen de las inversiones totales en el sistema brasileño para el período 2024-2050

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	360.048	112.663	20.000	492.712
TE (MUSD)	519.269	133.440	20.000	672.710

1.



Introducción

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

Adicionalmente, diversas tecnologías y regulaciones desarrolladas en el corto y mediano plazo han 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 de América Latina y el Caribe, 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 alcanzar dichos objetivos. En tal sentido, la gestión de las intermitencias, la dificultad y el costo del almacenamiento de electricidad y la sustitución completa del millonario parque de motores de combustión por motores eléctricos suponen una transformación sustancial que requiere importantes inversiones.

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

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

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

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

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

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

El capítulo 3 presenta un análisis de los marcos normativos en el ámbito de la electricidad en Brasil, así como de los desarrollos reglamentarios e institucionales que se han llevado a cabo con el fin de abordar la transición energética. Incluye un examen detallado del diseño regulatorio y el funcionamiento del mercado eléctrico, evaluando sus perspectivas de desarrollo y el impacto que esto conlleva en la formulación de una estrategia para la transición energética. Asimismo, se proporciona un catálogo de las brechas normativas y regulatorias identificadas para la implementación efectiva de una estrategia de descarbonización a largo plazo en el país.

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

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

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

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

2.

Caracterización del sistema eléctrico de Brasil



En este capítulo se analiza el sector eléctrico del país, presentando el panorama institucional del sector y sus principales agentes.

A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes de energía en las capacidades instaladas de estos sistemas, así como las características de las líneas e infraestructuras de transmisión de electricidad.

Síntesis del sistema eléctrico de Brasil

- Capacidad instalada total de más de 199 gigavatios (GW), con una composición mayoritaria de centrales hidroeléctricas, que corresponden a 55 % de la potencia instalada total.
- El sistema brasileño comparte la planta de Itaipú, de 14.000 megavatios (MW), con Paraguay y presenta líneas de transmisión con ese país, Argentina y Uruguay, con una capacidad total de más de 2.800 MW. Además, el sistema eléctrico de Roraima, que aún está aislado del sistema interconectado nacional, presenta una línea de interconexión inactiva con el sistema venezolano.
- El sistema brasileño de distribución está compuesto por más 175.000 km de líneas que operan a 500/525 kilovoltios (kV) y a 230 kV y representan el 39 % y el 37 %, respectivamente, de la extensión del sistema de transmisión nacional. Además, cuenta con líneas de 800 kV, que cubren el 5 % de la extensión total, líneas de 750 kV que representan el 2 % y líneas de 600 kV, en un 7 %. La red comprende igualmente líneas de 400 kV y 345 kV, a las que corresponde el 4 % y el 6 % del total.



Caracterización del país y matriz energética

Brasil es parte del Cono Sur y posee la mayor economía en Sudamérica. Con un producto interno bruto (PIB) de 1,901 billones de dólares estadounidenses (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b), el país ha crecido a una tasa promedio del 0,2 % al año (2014-2022) (FMI, 2023). En 2022, su PIB per cápita fue de USD 8.831 (dólares corrientes)[1]. En cuanto a su sistema eléctrico, alcanza a toda la población del país (Banco Mundial, 2022a), de 215,13 millones de habitantes y el consumo de electricidad fue igual a 2.646 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

El sistema eléctrico existente en Brasil presentaba, al cierre de 2023, una capacidad instalada total de 199.323 MW (ANEEL, 2023) y estaba integrado por un parque de centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables no convencionales. Es un sistema predominantemente limpio, en el que aproximadamente el 87 % de la capacidad instalada tiene esta característica, gracias principalmente a las centrales hidroeléctricas, que representan el 55 % del total.

1 Calculado con datos de Banco Mundial (2022b; 2022c).

El sistema brasileño comparte la planta de Itaipú con Paraguay. Además, tiene líneas de transmisión robustas (interconexiones eléctricas) con Argentina (líneas de 132 kV y 500 kV), Paraguay (líneas de 600 kV) y Uruguay (líneas de 230 kV y 525 kV), con una capacidad total de más de 2.800 MW. El sistema aislado de Roraima cuenta también con una línea que lo conecta al sistema venezolano, pero que actualmente no está activa. La interconexión de Roraima al sistema interconectado nacional es parte del plan decenal de expansión del sistema de transmisión de Brasil. Entre los proyectos de nuevas interconexiones internacionales en discusión, se destacan el Arco Norte, con las Guayanas, y diferentes proyectos de nuevas hidroeléctricas binacionales, dos con Argentina (en Garabí y Panambí) y una binacional con Bolivia (en el río Mamoré).

Marco institucional y agentes del sector

Las principales instituciones del mercado eléctrico brasileño son el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) y la Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

El Ministerio de Minas y Energía es la institución responsable de dirigir la política energética del país, así como de inducir y supervisar su implementación. El MME también es responsable de programas en áreas rurales financiados con recursos vinculados al sistema eléctrico nacional, incluyendo la electrificación, así como de garantizar el equilibrio coyuntural y estructural entre la oferta y la demanda de recursos energéticos en el país.

El órgano regulador es la ANEEL, responsable de reglamentar de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades de la industria energética. Además, es su obligación promover y fiscalizar las actividades de otorgamientos de concesión, permiso y autorización de emprendimientos y servicios de energía eléctrica, implementar las políticas y directrices del Gobierno federal relativas a la explotación de la energía eléctrica y al aprovechamiento del potencial hidráulico, y establecer tarifas.

En cuanto a la operación del sistema, el órgano responsable es el ONS. Entre sus funciones están la coordinación y control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), buscando el menor costo para el sistema y respetando los estándares técnicos y los criterios de confiabilidad. Además, forma parte de su competencia planificar la operación de los sistemas aislados del país y garantizar que todos los agentes del sector eléctrico tengan acceso a la red de transmisión.



La operación del mercado mayorista de energía eléctrica brasileño, en condiciones que promuevan la competencia, eficiencia e imparcialidad, es responsabilidad de la CCEE. Esta institución tiene la misión de viabilizar la comercialización de la energía eléctrica mediante la formulación de las compensaciones financieras en el mercado de corto plazo, la celebración de subastas y el registro de contratos de compraventa. También está a cargo, entre otras tareas, de recabar la medición del consumo y la generación, el cálculo del precio de liquidación de las diferencias (PLD), la gestión de cuentas sectoriales y la estructuración y gestión de los procesos de energía de reserva, conforme a lo dispuesto en los Decretos N.º 5177, de 2004, y N.º 6353 de 2008.

La planeación del sistema eléctrico, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución, es responsabilidad de la EPE. Entre sus funciones está también la planificación de los sectores del petróleo, el gas natural y sus derivados, el carbón mineral, las fuentes energéticas renovables y la eficiencia energética. Como resultado de la planificación, la EPE publica cada año el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE), que define la planeación de la infraestructura eléctrica para los 10 años siguientes. Esta tarea incluye la elaboración del programa indicativo de expansión del parque de generación y de la red de transmisión, además de un análisis de la seguridad energética del sistema, el balance de oferta y demanda de garantía física y la disponibilidad de combustibles, recursos y necesidades identificados para atender a la demanda, entre otros.

Un actor importante es Eletrobras, la mayor compañía del sector de energía eléctrica de Latinoamérica. Actúa en los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización, controla 14 subsidiarias y participa en programas de gobierno enfocados en la eficiencia energética, la universalización del acceso a la electricidad y la promoción de las fuentes alternativas de energía. Eletrobras tiene una participación todavía muy importante en el sector, sobre todo en transmisión, aunque las subastas de generación y transmisión han aumentado la presencia de los agentes privados. La estatal Petrobras y empresas privadas, como AES, CTG, EDP, ENEL, Engie e Iberdrola, tienen participación significativa en el sector de generación, mientras que la mayor parte del sector de distribución ha sido privatizado.

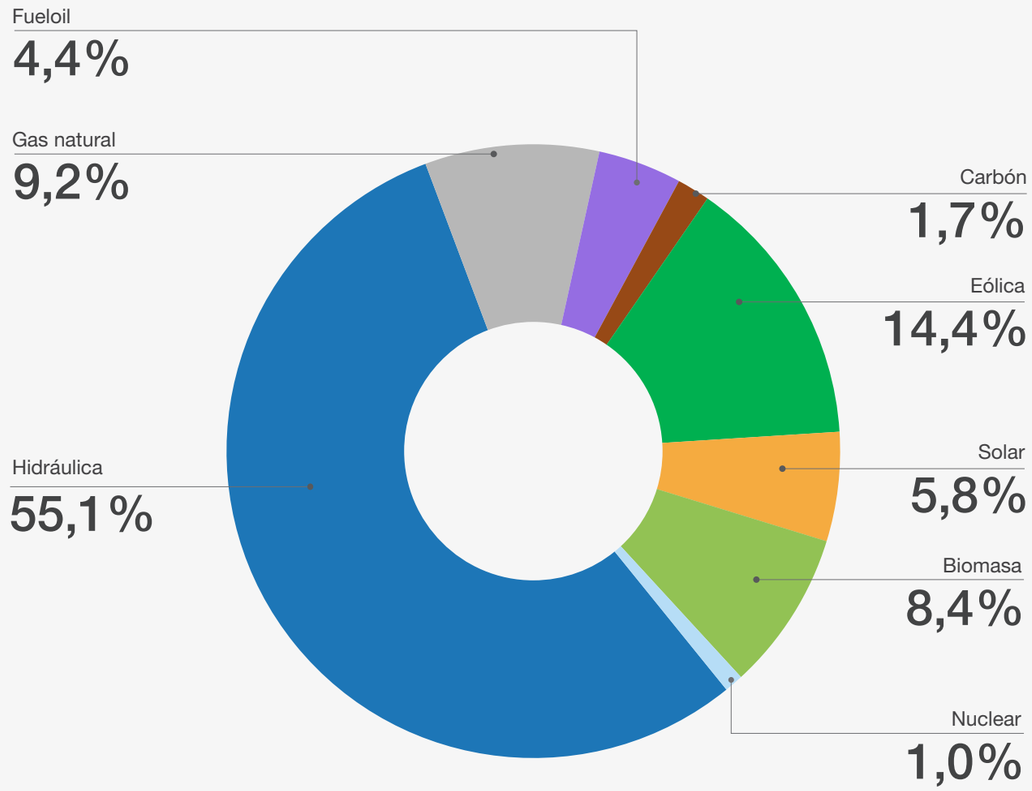
Caracterización del sistema de generación

De acuerdo con los datos del ONS, disponibles en su sitio web[2], la capacidad instalada total del sistema eléctrico brasileño actualmente supera los 199.000 MW. Dicho sistema está predominantemente compuesto por centrales hidroeléctricas, que totalizan casi 110.000 MW, representando el 55 % del acumulado nacional (ONS, 2023). Las plantas eólicas tienen una participación relevante, con 14,4 % del parque generador del país (más de 28.000 MW), mientras que las solares aportan el 5,8 % (11.475 MW). Las termoeléctricas complementan la capacidad de generación de Brasil, con 9,2 % de participación del gas natural (18.297 MW) y 7 % de otras tecnologías (carbón, diésel y nuclear, que suman casi 14.246 MW). Alrededor del 85 % de esta capacidad proviene de fuentes no emisoras, como la hidroeléctrica, eólica, solar, de biomasa y nuclear. La distribución por tecnología mencionada se puede ver en el gráfico 2.1.

2 Se puede obtener más información sobre esta entidad en la web: https://www.ons.org.br/

GRÁFICO 2.1

Capacidad instalada por tecnología en 2023



Fuente: Elaboración propia con datos de ONS (2023).

Caracterización del sistema de transmisión

Al cierre de 2023, el sistema de transmisión brasileño contabilizaba más de 171.000 km de líneas en operación. Este sistema ha crecido significativamente en los últimos años, con tasas que superan incluso el aumento de la demanda de energía. Una de las principales razones de la evolución es la implantación de generadores lejos de los centros de carga (especialmente en la región Noreste).

La planificación de la expansión del sistema de transmisión brasileño a corto plazo (en un horizonte de 5 años a partir del año en curso) es responsabilidad del ONS, a través del Plan de Ampliación de Refuerzos (PAR), y a largo plazo (en un horizonte de 10 años), de la EPE, mediante el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE).

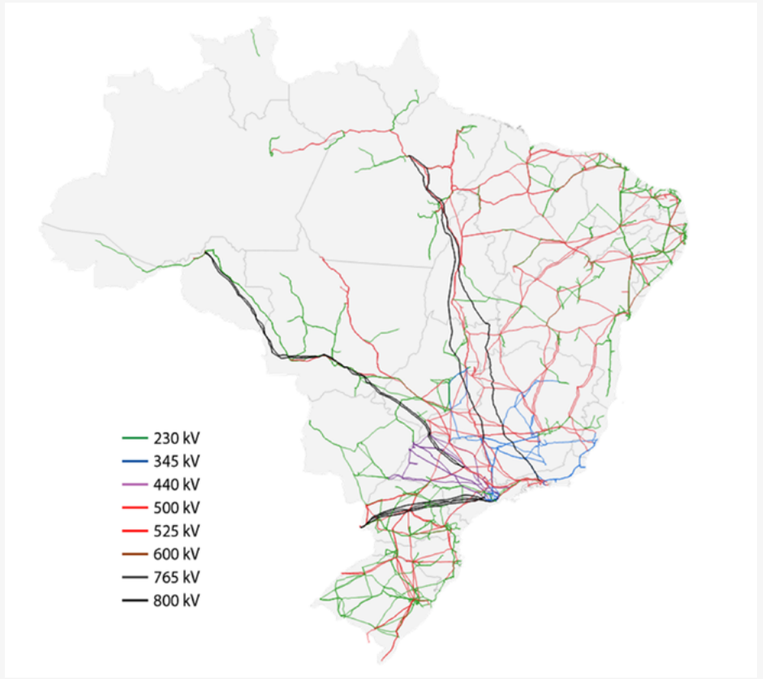
En Brasil, el sistema de transmisión se subdivide según el nivel de tensión de las líneas, medido en kV. Para cada rango de voltaje hay un código que representa un conjunto completo de líneas de transmisión de la misma clase. Estos son:

- A1, con tensión de alimentación igual o superior a 230 kV.
- A2, con tensión de alimentación de 88 kV a 138 kV.
- A3, con tensión de alimentación de 69 kV.

En términos organizacionales, la clase A1 es representativa del sistema de transmisión interconectado o SIN, también conocido como red básica. En ella, las concesionarias de servicios públicos de transmisión son responsables de la gestión de más de 171.000 km de líneas (al cierre de 2023). Dicha infraestructura está compuesta mayoritariamente por equipos que operan a 500 kV y a 230 kV, que representan el 34 % y el 37 % del total, respectivamente (58.674 km y 64.263 km). Las líneas de muy alta tensión son menos representativas: los equipos de 800 kV tienen una participación del 5 % en el total (9.204 km), los de 765 kV contribuyen con el 1 % (1.722 km) y los de 600 kV, con el 6 % (9.544 km). La clase A1 es complementada por infraestructuras a 440 kV y 345 kV, que cubren 7.060 km y 10.597 km, respectivamente (el 4 % y el 6 % del acumulado) (ONS, 2023).

FIGURA 2.1

Sistema de transmisión brasileño al cierre de 2023



Fuente: Elaboración propia, con datos de EPE (s. f.).

CUADRO 2.1

Especificaciones de las líneas de transmisión brasileñas al cierre de 2023

Nivel de tensión (kV)	Longitud (km)
230	64.263
345	10.597
440	7.060
500	58.674
525	10.573
600	9.544
765	1.722
800	9.204

Fuente: ONS (2023).

3.



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo



Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

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

- Energías renovables no convencionales (ERNC). Aunque Brasil tiene una alta participación de la hidroelectricidad en su matriz energética, la dependencia de esta fuente puede ser problemática durante los meses secos. La diversificación con energías renovables, como la eólica, la solar y la de biomasa es crucial para abordar esta vulnerabilidad.
- Eficiencia energética. Se evidencia la necesidad de fortalecer la implementación de medidas específicas en diversos sectores y mejorar la coordinación entre las entidades gubernamentales involucradas.
- Electromovilidad. Existen regulaciones y planes para impulsar la electromovilidad, como exenciones impositivas y normativas sobre infraestructura de recarga. Teniendo en cuenta esto, Brasil enfrenta desafíos en la creación de una política nacional más sólida y en la reducción de costos para la producción local de vehículos eléctricos e híbridos.
- Hidrógeno verde. Brasil necesita establecer un marco jurídico-normativo claro y asegurar un acceso competitivo a financiamiento para proyectos a gran escala.

- Generación distribuida. Se han establecido regulaciones para la generación distribuida, como la Ley 14300. En este contexto, Brasil enfrenta el desafío de crear condiciones que fomenten su difusión sin cargar a otros consumidores y sin perjudicar las actividades de los distribuidores.
- Almacenamiento con baterías. Aún está pendiente de publicar la normativa técnica relacionada con el almacenamiento de energía. Además, se requiere un marco claro para la remuneración de los sistemas de almacenamiento a gran escala.

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

CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Brasil

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	**Estructura sectorial**	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución) con competencia en el mercado mayorista.	La estructura estimula a los agentes privados a la eficiencia económica.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM a través de autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables (ER).	Las subastas de ER favorecen la concreción ordenada de los objetivos establecidos en la Ley 27191. El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MM	Mercado libre con contratos bilaterales.	La regulación de los precios máximos puede afectar a la dinámica de los mercados.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo por consumo y por uso del sistema de distribución (energizado) para usuarios que se alimentan en baja tensión (BT).	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales (ERNC)	Objetivos de descarbonización definidos en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN). Instrumentos: las subastas de fuentes alternativas (LFA) y de energía nueva (LEN). Desarrollo de la regulación sobre la energía eólica marítima.	Se observan escenarios energéticos estudiados para 2030 y una política energética para 2050. Subastas exitosas para la incorporación de ERNC: solar, de biomasa y eólica terrestre. Deberían realizarse subastas de eólica marítima, dado el interés existente y los registros acumulados.
	Eficiencia energética (EE)	Plan Nacional de Energía 2030 y Plan Nacional de Eficiencia Energética con objetivos y estrategias. Aplicación de medidas puntuales, como el Programa Brasileño de Etiquetado (PBE).	El Plan de Eficiencia Energética distingue objetivos y líneas de acción claras, con numerosos planes en aplicación.
	Electromovilidad	Documento con proyecciones estimadas por el Gobierno. Beneficios impositivos a la importación de vehículos eléctricos. Normativa publicada sobre estaciones de recarga.	No se observa iniciativa nacional para el desarrollo de la actividad. El país no cuenta con exenciones impositivas para la fabricación local de vehículos eléctricos e híbridos.
	Hidrógeno verde (HV)	Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2), publicado en 2022, y Plan Trienal Nacional 2023-2025 para proyectos piloto.	No se observa marco regulatorio que promueva el desarrollo.
	Redes y medición Inteligentes	Implementaciones piloto (Caucete, Amstrong).	No se observa iniciativa nacional.
	Gas natural como vector de transición	Nuevo marco regulatorio sustentado por la Ley del Gas de 2021.	Es necesario el desarrollo conjunto del sector eléctrico y del gas natural. Mejorar el proceso para obtener licencias ambientales.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Planificación indicativa de generación, transmisión y distribución al mediano plazo (2032). Planificación energética con escenarios de transición hasta el año 2030. Objetivos energéticos definidos para 2050.	Necesidad de mayor coordinación entre la planificación de generación y transmisión, incorporando al modelado elementos que representen la inserción de nuevas tecnologías.
	Generación distribuida (GD)	La GD para autoconsumo y para comercialización se rigen por la Ley 14300. Modalidad de medición neta para autoconsumo. Existencia de distintos programas de promoción de la GD.	El aumento en la penetración de la GD ha sido sustancial en Brasil. Se deben generar condiciones para penetración de la GD en nodos estratégicos.
	Almacenamiento con baterías	Proyecto de ley en tratamiento parlamentario. Reglamentación pendiente de publicación en 2024.	No se observa marco regulatorio que promueva el desarrollo.

Nota: En este estudio se realiza una distinción entre GD para comercialización y GD para autoconsumo. En el primer caso la producción de GD se comercializa en su totalidad y en el segundo caso se consume internamente y el excedente podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.

Estructura y funcionamiento sectorial

Estructura sectorial

Luego de la reforma del marco regulatorio eléctrico, con la entrada en vigor de la Ley 10848/04, implementada por el Decreto 5163/04, se definieron como actores reconocidos del mercado eléctrico a productores, transmisores, distribuidores y comercializadores. La estructura sectorial es segmentada, con competencia en el mercado mayorista.

Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

El Artículo 15 de la Ley 9074 del año 1995 indica que debe asegurarse a los proveedores y consumidores el libre acceso a los sistemas de distribución y transmisión de los concesionarios del servicio público.

El Módulo 7 del Procedimiento de Red describe el proceso de acceso a la red de transmisión (ONS, s. f.). Este consta de cinco pasos, descritos a continuación:

1. Consulta de acceso. La consulta se realiza ante el ONS. Su respuesta tiene como objeto aclarar al usuario del sistema los procesos y requisitos para el acceso y conexión a las instalaciones bajo la responsabilidad de los transmisores.

2. Información de acceso. El interesado (generador) presenta ante el ONS su solicitud de información de acceso. La respuesta contiene los datos y estudios que le son requeridos para la evaluación sistémica de la conexión por parte del organismo.

3. Documento Equivalente de Acceso. A requerimiento del interesado, el ONS emite ese documento para el registro de la empresa de generación, con miras a que la EPE proporcione su habilitación técnica para participar en las subastas de compra de energía eléctrica. Cabe aclarar que la emisión está condicionada a la recepción de la información solicitada en el paso 2.

4. Opinión técnica de la distribuidora. El ONS recibe el parecer técnico de la distribuidora sobre los impactos que la solicitud tendrá en el sistema de distribución.

5. Dictamen de acceso. Si las opiniones de la distribuidora y del ONS resultan favorables, se emite el dictamen de acceso, que aprueba la solicitud. Esta genera derechos y obligaciones para el usuario y reserva el margen de transmisión en el punto de conexión solicitado, de acuerdo con el orden cronológico del protocolo de su ingreso al ONS.

Competencia en el mercado mayorista

El Decreto N.° 5163, del 30 de julio de 2004, estableció que la comercialización de la energía eléctrica en Brasil ocurre en dos ambientes: el ambiente de contratación libre (ACL) y el ambiente de contratación regulada (ACR). Los lineamientos generales de ambas alternativas se indican en la Resolución Normativa N.° 1009/2022.

El ACL es el ambiente en el cual se realiza la compraventa de energía eléctrica mediante contratos bilaterales negociados libremente entre las partes, con plazos y volúmenes establecidos, según reglas y procedimientos de comercialización fijados por la ANEEL y la CCEE. Las partes pueden ser generadores, consumidores libres, consumidores especiales (entendiéndose por tal las unidades de consumo cuya carga sea mayor o igual a 500 kW), comercializadores y autoproductores.

El ACR es el ambiente en el cual se realiza la compraventa de energía eléctrica, luego de mecanismos de subastas, entre vendedores y agentes de la distribución, según reglas y procedimientos de comercialización establecidos por la ANEEL y la CCEE.

Finalmente, en lo que respecta a servicios auxiliares y de red que puedan proveer los generadores, no se ha observado en Brasil un mercado de tales características. El ONS proporciona y administra los siguientes servicios (con remuneración preestablecida):

- Regulación primaria y secundaria de la frecuencia.
- Reactivo para el control de tensión.
- Despacho complementario para mantener niveles de reserva de marcha.

Mercados locales de energía

No se han encontrado en Brasil mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

Transparencia tarifaria

Los cuadros tarifarios analizados en Brasil corresponden a los de Light RJ, EDP São Paulo, y Neoenergia, empresas con concesiones en Río de Janeiro, São Paulo y Brasilia, respectivamente. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por el nivel de tensión y que:

- A los usuarios residenciales se les cobra un cargo por consumo y otro por el uso del sistema de distribución, ambos dependientes de la energía consumida.

- A los usuarios comerciales e industriales se les cobra:
  - un cargo por consumo y otro por uso del sistema de distribución, ambos dependientes de la energía consumida, si se alimentan en baja tensión, o
  - un cargo por consumo y otro por capacidad, si se alimentan en media o alta tensión.

Dado que a los usuarios alimentados en baja tensión no se les aplican cargos tarifarios por capacidad, la penetración de la GD podría tener un efecto desfavorable para aquellos usuarios que no instalen esta tecnología. Estos deberían hacerse cargo de los costos de la distribuidora, pudiéndose llegar a una situación de espiral de la muerte (lo que inglés se denomina *death spiral*), como lo han advertido, entre otras instituciones, la Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica (Abradee, s.f.).



Políticas de transición energética

Energías renovables no convencionales

La matriz de generación de energía eléctrica en Brasil tiene una participación de la hidroelectricidad superior al 60 % en términos de energía generada. Esta situación resulta positiva en cuanto a emisión de gases de efecto invernadero (GEI), pero puede acarrear dificultades durante los meses secos, comprendidos entre principios de abril y fines de octubre.

Una de las estrategias para afrontar la situación es incorporar otro tipo de energía renovable, principalmente mediante dos mecanismos: la subasta de fuentes alternativas (LFA) y la subasta de energía nueva (LEN). Recientemente, sin embargo, se han utilizado exclusivamente las LEN, que se mencionan a continuación (EPE, 2023c).

- En la LEN A-4 2022, se adjudicaron:
  - Cuatro proyectos de energía eólica de 183 MW de potencia instalada, con contratos de suministro de energía por 15 años. El precio promedio fue de 179 reales por megavatio por hora (BRL/MWh; aproximadamente 35,8 USD/MWh).
  - Cinco proyectos de energía solar fotovoltaica de 166 MW de potencia instalada, con contratos de suministro de energía por 15 años. El precio promedio fue de 178 BRL/MWh (aproximadamente 35,6 USD/MWh).

- Dos proyectos de energía termoeléctrica de biomasa, para una potencia instalada de 409 MW, con contratos de disponibilidad por 20 años. El precio promedio fue de 315 BRL/MWh (en torno a 63,0 USD/MWh).

En la LEN A-5 y A-6 2022, se adjudicaron:

- Tres proyectos de energía eólica por 115 MW de potencia instalada, con contratos de suministro por 15 años. El precio promedio fue de 176 BRL/MWh (aproximadamente 35,2 USD/MWh).
- Cuatro proyectos de energía solar fotovoltaica por 200 MW de potencia instalada, con contratos por 15 años. El precio promedio fue de 171,5 BRL/MWh (aproximadamente 34,3 USD/MWh).
- Dos proyectos de energía termoeléctrica de biomasa, con una potencia instalada de 47 MW y contratos por disponibilidad por 20 años. El precio promedio fue de 211,6 BRL/MWh (aproximadamente 42,3 USD/MWh).

Asimismo, Brasil ha avanzado en la regulación para la instalación de parques de energía renovable marítimos. En tal sentido, el 20 de octubre de 2022, el MME emitió la Ordenanza N.° 52/GM/MME, que establece las reglas y procedimientos relacionados con la transferencia de uso oneroso para la operación de una central eléctrica marina en el régimen de producción independiente de energía o autoproducción. Cabe aclarar que la vigencia del contrato de cesión de uso para operar una central eléctrica mar adentro, bajo el régimen mencionado, antes de la emisión de la concesión por parte de la ANEEL, es diez años como máximo.

Existe un gran interés por el desarrollo de la tecnología eólica marítima, como se desprende del mapa de proyectos en proceso de obtención de licencia emitido por el Instituto Brasileño de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables (IBAMA, 2023). Hasta la fecha, se contabilizan 78 proyectos.

Eficiencia energética

La Ley 10295 de Eficiencia Energética y su Decreto Reglamentario 4059, ambos del año 2001, determinaron los procedimientos para el establecimiento de los indicadores de niveles de eficiencia energética. El Decreto creó el Comité Gestor de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética (CGIEE), compuesto por representantes tanto de órganos gubernamentales, entre los que están el MME (que preside el Comité) y la ANEEL, como de un representante de una universidad brasileña y un ciudadano de Brasil experto en la materia. El CGIEE posee las siguientes competencias:

- Elaborar un plan de trabajo y un cronograma de implementación de la Ley de Eficiencia Energética.
- Elaborar una regulación específica para cada tipo de dispositivo que consuma energía.
- Establecer un programa de metas y seguimiento de evolución para cada dispositivo que consuma energía.

En este marco, fueron creados varios grupos técnicos para abordar la temática sobre distintos sectores. Un ejemplo es el Grupo Técnico para la Eficiencia de Energía en las Edificaciones del País.

Posteriormente, en 2007, el MME y la EPE emitieron el Plan Nacional de Energía 2030 (PNE 2030). El documento consiste en distintos volúmenes que incluyen objetivos o planificación de largo plazo para el sector energético. Particularmente, el volumen 11 del Plan trata sobre la eficiencia energética, incorporando cinco notas técnicas, mencionadas a continuación:

- Caracterización técnico-económica en el uso de la energía eléctrica, en la que se presentan las oportunidades para el uso eficiente de la energía en distintos sectores, y posibles medidas a aplicar.
- Potencial de eficiencia energética en el uso de la electricidad, donde se estima el potencial ahorro energético que se lograría aplicando las medidas del punto anterior.

- Perspectivas de conservación de la energía eléctrica en el PNE 2030, identificándolas y describiéndolas según distintos escenarios analizados.
- Mecanismos de promoción de la eficiencia energética, que analiza la experiencia nacional e internacional de las estrategias adoptadas por los gobiernos para promover la eficiencia.
- Estrategia de promoción de la eficiencia energética en Brasil, donde se presenta una serie de maniobras que se consideran necesarias para el cumplimiento de las metas propuestas.

En lo que respecta al sector eléctrico, el PNE 2030 estableció una reducción del 5 % de la demanda considerada a partir del progreso autónomo[3]. Además, estableció como objetivo una disminución similar a través del progreso inducido[4], que está por detallar en el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PNEf).

El PNE fue publicado por primera vez por el MME en 2011, y su versión más reciente corresponde a febrero de 2021. El plan detalla acciones y medidas para tomar en cada sector de la economía a fin de lograr tanto los objetivos planteados en 2007 como los especificados en distintas leyes y en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) para reducir las emisiones de carbono.

Finalmente, se indican brevemente, a continuación, otros programas e iniciativas implementados en Brasil a lo largo de los años, que guardan relación con la transición energética y la industria eléctrica:

- Programa Brasileño de Etiquetado (PBE) (Gobierno de Brasil, s. f.). Creado en 1984, utiliza la Etiqueta Nacional de Conservación de Energía (ENCE), que clasifica los aparatos en categorías, de “A” (más eficiente) a “E” (menos eficiente), para informar del consumo de energía de distintos dispositivos, teniendo en cuenta las directrices del CGIEE.

3 El progreso autónomo se refiere a los avances en eficiencia motivados por acciones propias de cada sector y de programas y actividades de conservación ya implementadas. Incluye aportes como el reemplazo tecnológico natural porque los equipos llegan al final de su vida útil y los efectos de las políticas, programas y acciones de conservación ya existentes en el país.

4 El progreso inducido alude a avances en eficiencia por la inclusión de programas y acciones adicionales orientadas a mejorar la eficiencia energética, ya sean de carácter transversal o dirigidas a sectores específicos.

- Programa Nacional de Conservación de la Energía Eléctrica (PROCEL) (MME, 2023). Fue creado en 1985 y utiliza fondos públicos para promover la racionalización en la generación y el consumo de energía eléctrica. Posee competencias en los sectores de industria, usuarios residenciales y alumbrado público, entre otros.
- Programa de Garantía de Crédito para la Eficiencia Energética (FGEnergia) (BNDES, 2023). Lanzado por el Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) a finales de agosto de 2022, es un programa de créditos destinados principalmente a micro, pequeñas y medianas empresas, por el que estas pueden acceder a una garantía del 80 % del valor de financiamiento de los proyectos de eficiencia energética, a un costo del 1 % del monto garantizado.

Electromovilidad

En términos de regulación nacional destinada al impulso de la electromovilidad, particularmente sobre cuestiones financieras, se destacan las siguientes normativas:

- El Decreto N.° 9442/2018 modifica las tarifas del impuesto sobre productos industrializados (IPI), que gravan a los vehículos equipados con motores híbridos y eléctricos.
- La Ley 13775, de diciembre del 2018, que establece los requisitos obligatorios para la comercialización de vehículos en Brasil. Esta ley veta artículos de leyes sancionadas en la década de 1990, contemplando la posibilidad de insertar vehículos eléctricos e híbridos. Puede citarse como ejemplo la exención al impuesto a las operaciones financieras (IOF) para vehículos eléctricos e híbridos que sean adquiridos por conductores profesionales o cooperativas de trabajo.

En cuanto a la infraestructura de electromovilidad, la resolución normativa N.° 819/2018, de la ANEEL, establece los procedimientos y condiciones para la realización de actividades de recarga de vehículos eléctricos, proporcionando instrumentos para la instalación de estaciones con esta tecnología.

Finalmente, con respecto a las estrategias y planes de mediano y largo plazo, se citan los siguientes documentos en vigor:

- El cuaderno de electromovilidad, desarrollado por la EPE y el Ministerio de Energía y Minas (EPE, 2023d), fue publicado en enero de 2023 y contiene proyecciones sobre cómo las dos entidades visualizan la evolución del mercado hasta 2032. Allí, se precisa que la flota de vehículos eléctricos e híbridos superará el millón de unidades en 2030.

- La citada Ley 13755, que pasó a conocerse como “Ruta 2030”, cuyo foco principal es impulsar proyectos de investigación y desarrollo (I+D) en toda la cadena del sector de la electromovilidad. El programa se extendió hacia los sectores de autopartes y sistemas estratégicos para la producción de vehículos, no limitándose únicamente a los fabricantes de automóviles. Algunas pautas de este son:
  - Establecer requisitos obligatorios para la venta de vehículos en Brasil.
  - Estimular la producción de nuevas tecnologías e innovaciones.
  - Automatizar el proceso de fabricación y aumentar la productividad.

Se espera, no obstante, que la electrificación avance en nichos, como el de reparto de la última milla, mediante vehículos comerciales y camiones ligeros (20 % de penetración), y en el de autobuses urbanos, debido a las restricciones medioambientales y las presiones a las que están siendo sometidas las empresas en materia de gobernanza corporativa, social y ambiental (ESG). Para camiones semipesados y pesados, se pueden electrificar algunos nichos. Sin embargo, se espera que las tecnologías híbridas y de gas natural sigan expandiéndose y que la combustión de diésel mantenga su predominio (95 % de las ventas en 2032).

Considerando lo anterior, entre las barreras detectadas para el desarrollo de la electromovilidad, se encuentra la falta de una política nacional, que contenga metas y estrategias más claras y que no sea únicamente una proyección de la tecnología. Adicionalmente, el país no cuenta con exenciones impositivas para la fabricación local de vehículos eléctricos e híbridos, por lo que el costo de la producción nacional, que puede acelerar la incorporación de este tipo de vehículos, es mayor que el de la importación.

Hidrógeno verde

En el Plan Energético Nacional 2050, de diciembre de 2020 (EPE, 2020), el hidrógeno se describe como una tecnología disruptiva y figura como un elemento estratégico en el contexto de la descarbonización de la matriz energética y el almacenamiento de energía (H2Lac, s. f.).

En agosto de 2022 el CNPE publicó la Resolución 06/2022, que crea el Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) (MME, 2022) y establece la estructura de gobernanza de este. De acuerdo con la Resolución, son principios rectores del PNH2:

- La puesta en valor y el fomento del desarrollo tecnológico nacional.
- El desarrollo de un mercado competitivo.
- La búsqueda de sinergias y articulación con otros países.
- El reconocimiento al aporte de la industria nacional.

Asimismo, se creó el Comité de Gestión del Programa Nacional de Hidrógeno, con el objeto de coordinar y supervisar la planificación y ejecución del PNH2. En este marco, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil presentó su Plan Trienal Nacional 2023-2025 para el despliegue de una industria nacional de hidrógeno bajo en carbono durante los próximos tres años, periodo en el cual se propone la diseminación de plantas piloto de hidrógeno de bajas emisiones en todo el país.

Para cumplir con estas metas y establecer nodos (*hubs*) de hidrógeno con posibilidad de exportación, es necesario definir un marco jurídico-normativo nacional para el sector y aumentar el acceso a un financiamiento competitivo con los bancos de desarrollo (H2Lac, 2023) a fin de hacer viables proyectos a gran escala.

La matriz de generación de energía eléctrica en Brasil tiene una participación de la hidroelectricidad superior al 60 % en energía generada.

Redes y medición inteligente

Durante los últimos años, en Brasil se han ejecutado distintos proyectos piloto[5], con incorporación de tecnología de medición inteligente bajo la Resolución Normativa ANEEL 502/2012 (Messina et al., 2022) y sus modificatorias, entre las que se encuentra la Resolución Normativa ANEEL 1000/2021.

La estrategia propuesta para el desarrollo de redes inteligentes y la incorporación de medidores de ese tipo es abordada, en la actualidad, en el Plan Nacional de Energía 2050, elaborado por la EPE, con directrices del Ministerio de Energía y Minas. Allí, se encuentran las recomendaciones que se presentan en el cuadro 3.2.

CUADRO 3.2

Recomendaciones de la EPE y el MME para el desarrollo de las redes inteligentes en Brasil

Desafíos	Recomendaciones		
	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Adecuación de la infraestructura de TIC en el sector eléctrico	Mejorar el marco regulatorio y el diseño del mercado.		
Integración de tecnologías de redes inteligentes manteniendo la confiabilidad del suministro	Garantizar la interoperabilidad efectiva de las instalaciones. Mejorar la operación y planificación del sector eléctrico para considerar la digitalización en la producción y uso de electricidad.		
Inclusión de la gestión de datos en el sector eléctrico	Coordinar con autoridades del área de seguridad de la información y la protección de datos para establecer una mayor resiliencia digital del sistema energético y la privacidad de la información.		
Riesgo de aumento de la movilidad individual con incremento de las opciones de movilidad en las ciudades	Coordinar con las autoridades del área de movilidad urbana para incrementar el atractivo de opciones más eficaces para los desplazamientos.		

Fuente: EPE (2020).

5 Entre ellos, el Programa Smart Grids, en Río de Janeiro (2014), el Proyecto InovCity, en Aparecida do Norte (2011), y el Proyecto piloto en la isla de Fernando de Noronha (2017).

En este marco, la ANEEL tiene previsto, para el periodo 2023-2024, evaluar sistemas de medición para la transición y modernización energética en el segmento de distribución. También espera mejorar la Resolución Normativa que aborda las ventas minoristas, con miras a agregar datos de medición[6].

Finalmente, un estudio de la agencia alemana de cooperación GIZ (2021) concluye, luego de un minucioso análisis de las reglas y procedimientos de distribución, que estos no contienen referencias a la gestión de las redes inteligentes ni a la digitalización de las estructuras de concesión en el área de la distribución, particularmente en el Módulo 5, sobre "Sistemas de medición y procedimientos de lectura"[7]. En consecuencia, aunque los planes piloto han sido exitosos para adquirir el conocimiento y realizar las primeras experiencias en la materia, se necesita un marco normativo actualizado, que comprenda, por ejemplo, estándares mínimos de calidad de las instalaciones y una metodología para tratar los datos recabados de forma segura.

Gas natural como vector de transición

Como se indica en el Plan Nacional de Energía 2050 (EPE, 2020), en los últimos años Brasil ha impulsado una agenda de promoción del gas natural, buscando atraer inversiones. Así, se establecieron medidas como:

- La implementación del calendario plurianual de subastas de bloques de exploración de petróleo y gas natural.
- La revisión de las cláusulas de contenido local y la oferta permanente de bloques de exploración.
- El nuevo marco regulatorio sustentado por la Ley del Gas de 2021.

6 Según consta en la Agenda Regulatoria 2023-2024.

7 La carencia ha sido verificada nuevamente para este reporte.

El país prevé aumentar el consumo de gas natural mediante la instalación de centrales termoeléctricas, siempre y cuando el precio del gas se mantenga a niveles competitivos. Para lograrlo, en su política energética, apunta dos necesidades fundamentales:

- Una mayor integración entre el sector eléctrico y el gas natural. El desarrollo conjunto del sector eléctrico y del gas natural, mediante la creación de un mercado secundario de gas, puede alinear las necesidades de flexibilidad operativa del sector eléctrico[8] con una demanda más firme y estable que precisa la producción de gas natural para su correcto desarrollo.
- Como indica la EPE, mantener la producción en los niveles previstos para 2030 y 2050 requerirá anticipar los temas socioambientales críticos para el licenciamiento ambiental de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural, de manera que los procesos de licitación involucrados se desarrollen según lo esperado y cumplan con los plazos establecidos. Considerando esta perspectiva, se deben adoptar medidas para acelerar la concesión de licencias ambientales en áreas con alto conocimiento geológico y ambiental.

8 El sector eléctrico utiliza el gas como complemento a las hidroeléctricas, puesto que tiene una demanda estacional y períodos de sequía prolongados que no son predecibles. La solución ha sido contratar recursos más flexibles, como gas natural licuado (GNL).



Planeamiento y regulación sectorial

Planificación energética y eléctrica

El planeamiento del sistema eléctrico, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución, es responsabilidad de la EPE. Entre sus funciones están también la planificación de los sectores de petróleo y gas natural y sus derivados, carbón mineral, fuentes energéticas renovables y eficiencia energética. Cada año, la EPE publica el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE), con los planes de infraestructura eléctrica para los 10 años siguientes. Estos incluyen el programa indicativo de expansión del parque de generación y de la red de transmisión, además de un análisis de la seguridad energética del sistema, el balance de la oferta y la demanda de garantía física, la disponibilidad de combustibles, los recursos y las necesidades identificados para atender a la demanda, entre otros temas.

La planificación energética recae también en la EPE, siguiendo directrices del Ministerio de Minas y Energía. Así, el Plan Nacional de Energía 2050 (EPE, 2020) incluye consideraciones sobre la transición energética y la adopción de nuevas tecnologías, además de promover la coordinación entre el sector energético y el subsector eléctrico.

La planificación del subsector eléctrico se utiliza como dato de entrada para la ejecución de subastas de ampliación del sistema eléctrico, instrumento con el cual el Gobierno de Brasil alinea sus expectativas con la concreción real de las obras.

Entre las brechas identificadas, se encuentra una necesidad cada vez mayor de incorporar elementos de nuevas tecnologías, como el hidrógeno verde, la generación distribuida y la electromovilidad. En la política energética, se indica que es fundamental aplicar herramientas de simulación que permitan la representación detallada de la red de transmisión y las nuevas tecnologías en los estudios de ampliación de generación, considerando una variedad creciente de escenarios operativos y una granularidad temporal horaria en las simulaciones.

Generación distribuida

Desde abril de 2012, cuando se publicó la Resolución Normativa ANEEL 482/2012, el consumidor brasileño puede generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables y abastecer a la red de distribución de su localidad. En esa normativa se introducen las actividades de microgeneración[9] y minigeneración[10] distribuida, indicando que los incentivos a estas actividades se justifican por los beneficios potenciales que pueden brindar al sistema eléctrico. Entre ellos se encuentran inversiones en la ampliación de los sistemas de transmisión y distribución o de bajo impacto ambiental, la reducción del efecto de descarga en la red por el autoconsumo o sobrecarga cuando el usuario inyecta energía, la minimización de pérdidas y la diversificación de la matriz energética.

Actualmente, la Ley 14300, promulgada en enero de 2022, y su reglamento, en febrero de 2023, dictan el marco legal. Allí, se establece que las concesionarias del servicio de distribución recibirán las solicitudes de acceso por parte de los potenciales consumidores-generadores que desarrollen microgeneración o minigeneración, bajo las condiciones dictadas por la ANEEL.

9 Con potencia instalada inferior a 75 kW y generación con fuentes de energías renovables.

10 Con potencia instalada entre 75 kW y 5 MW para fuentes hidroeléctricas con capacidad de embalse, de biomasa, biogás y solar fotovoltaica con baterías, y entre 75 kW y 3 MW para eólicas y solar fotovoltaica sin baterías.

La Ley prevé, además, un sistema de compensación de energía Eléctrica (SCEE), en el que la energía inyectada por una unidad consumidora con microgeneración o minigeneración conectada a la red local es medida por la concesionaria del servicio de distribución y asignada inicialmente como préstamo gratuito, pudiendo ser posteriormente:

- Compensada con el consumo de energía eléctrica en el mismo ciclo de facturación.
- Registrada como crédito de energía para su uso en ciclos de facturación posteriores, siempre y cuando sea dentro de los cinco años siguientes a la emisión del crédito.
- Vendida al concesionario del sistema de distribución.

Además, se permite reasignar los créditos-excedentes a otras unidades de consumo del mismo titular en la misma área de concesión, dinamizando el negocio de la GD, ya que el inversor y propietario de más de una instalación de este tipo puede disponer de los créditos y asignar prioridad a otra unidad.

Por otro lado, con respecto a la promoción y fomento de esta tecnología, se mencionan a continuación dos de las iniciativas legales más recientes:

- La Ley 14300 indica que la distribuidora deberá promover convocatorias públicas de acreditación de los interesados en comercializar excedentes de generación de energía provenientes de proyectos de microgeneradores y minigeneradores distribuidos, en sus áreas de concesión, para la posterior compra de esos excedentes de energía.
- En julio de 2023 se aprobó la Ley 14620, que promueve, en el marco de la Ley 14300, el uso de energía solar dentro del programa “Mi casa Mi Vida” (Secretaría de Comunicaçao Social, 2023). El programa consiste en financiamiento dirigido a familias con bajos recursos a fin de que puedan ejercer el derecho a la propia vivienda.

Según indica la EPE, el modelo de medición neta, junto con el uso de tarifas monomiales, plantea un problema para el equilibrio de las tarifas eléctricas. El motivo es que, como la distribuidora tiene costos fijos y variables incluidos en su tarifa, el generador, al reducir su factura, deja de contribuir a ambas cuotas, aunque esos costos no disminuyen. En consecuencia, los costos fijos deben ser cubiertos por otros consumidores mediante aumentos de tarifas, lo que alentaría a estos a adoptar la autogeneración, en un efecto que, si se expande, podría suponer una amenaza a la sostenibilidad financiera de las distribuidoras de electricidad (la denominada espiral de la muerte).

Por tanto, el reto para los próximos años en Brasil es crear condiciones que fomenten la difusión de la GD en lugares que aporten mayor valor al sistema (permitiendo dilatar inversiones, por ejemplo) y que, al mismo tiempo, no aumenten la carga para otros consumidores ni perjudiquen a las actividades del distribuidor.

Almacenamiento con baterías

Con respecto al ámbito regulatorio al que está sujeto el almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías, en julio de 2022 se presentó ante el Congreso el Proyecto de Ley 1224/22, para legislar sobre el almacenamiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. El proyecto se encuentra actualmente a la espera de la opinión de la Comisión de Minas y Energía del Parlamento (Gobierno de Brasil, 2022b) y propone, entre otros puntos:

- Que las instalaciones de almacenamiento puedan prestar a los agentes del sector eléctrico uno o varios de los siguientes servicios, además de otros previstos reglamentariamente:
  - Servicios auxiliares a los usuarios del SIN y de los sistemas de distribución.
  - Arbitraje de precios.
  - Refuerzo de los sistemas de transmisión y distribución.
  - Gestión de la demanda.

- Reserva de potencia y capacidad.
- Almacenamiento estacional.

- Que la energía inyectada en kilovatios-hora a la red se convierta en créditos de kilovatios-hora con el factor de ajuste correspondiente (determinado por la ANEEL, de valor mayor o igual a 1 y dependiente de las condiciones de operación actuales del sistema). Esos créditos podrán ser consumidos en las horas de baja demanda, en un plazo de hasta 5 años desde su emisión.

- Los sistemas de almacenamiento de mayor envergadura también tendrán derecho al factor de ajuste mencionado. Sin embargo, deberán ser remunerados por la energía inyectada en los tiempos determinados por la ANEEL.

Paralelamente, un relevamiento interno realizado para el presente estudio mostró que el calendario de la ANEEL preveía la publicación de la normativa relacionada con el almacenamiento de energía para inicios de 2024. En consecuencia, además del tratamiento pendiente del proyecto de ley mencionado anteriormente, está prevista la publicación de normativa técnica con consideraciones tomadas de consultas públicas realizadas por esa institución en 2023.



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Iniciativas de organismos multilaterales

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

- Modernización del Sector Eléctrico en Brasil (BID, s.f.). El objetivo del BID con esta iniciativa es apoyar al Gobierno de Brasil en el fortalecimiento de sus capacidades institucionales, técnicas y regulatorias para promover una mayor integración de las tecnologías bajas en carbono en su matriz energética, reformulando y modernizando el rol de la CCEE.

- Políticas de Ajuste y Desarrollo Sostenible de Río de Janeiro (Banco Mundial, s. f.b). El Banco Mundial apoya a ese municipio en la realización de reformas fiscales, incluyendo la adopción de una ley que active medidas de ajuste fiscal en caso de dificultades fiscales, una reforma legislativa para simplificar el impuesto a los servicios y mejorar la recaudación proveniente de los evasores de impuestos, y una reforma legislativa de pensiones que aumente la tasa de cotización de los servidores públicos, pensionistas y beneficiarios de pensiones especiales.

- Fortalecimiento de los sectores de energía y minerales (Banco Mundial, s. f.a). Este proyecto, también del Banco Mundial, proporciona asistencia técnica para aumentar la eficiencia, la adecuación de la infraestructura a largo plazo y la resiliencia climática en los sectores de energía y minería. Además, ayuda al fortalecimiento de la capacidad regulatoria, de planificación y operativa de los sectores eléctrico, de petróleo y gas y minero.

Las iniciativas identificadas en Brasil responden a una necesidad de fortalecer tanto el sector energético como la sostenibilidad fiscal y regulatoria. Si bien las nuevas tecnologías, la innovación y las tendencias atraen innumerables oportunidades para los actores del sector eléctrico brasileño, también conllevan desafíos considerables para las instituciones del sector. Dadas las obligaciones existentes y los roles potenciales futuros, es crucial revisar los objetivos, la estructura, la gobernanza y la infraestructura financiera y tecnológica de las mismas.

4.



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones



Metas de la transición

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

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

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

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

País	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	• No exceder 359 $MtCO_2e$ (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_2e (vs. 2005).	• No hay metas definidas. • Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Chile	• Participación renovable del 80 %.	• Carbononeutralidad.
Colombia	• Reducción en un 51 % de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio).	• Carbononeutralidad.
Costa Rica	• Alcanzar y mantener la generación 100 % renovable.	• Carbononeutralidad. • Mantener la generación 100 % renovable.
Ecuador	• 20,9 % de reducción de las emisiones para 2025.	• No hay metas definidas. • Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
El Salvador	• Aumento en un 50 % de la capacidad renovable con respecto a 2019.	• No hay metas definidas. • Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Jamaica	• Reducción de las emisiones de entre 25,4 % y 28,5 % con respecto a 2005 (economía general).	• No hay metas definidas. • Se consideró una meta del 75 % de generación limpia.
México	• Reducción de las emisiones de GEI entre el 22 % y el 36 % (condicionada). • Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51 % y un 70 % (condicionada)	• 50 % de generación de fuentes no emisoras.
Panamá	• 15 % de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN).	• No hay metas definidas. • Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Paraguay	• Reducción de las emisiones de GEI entre el 10 % y el 20 % (economía general).	• Carbononeutralidad.
Perú	• No exceder 208,8 $MtCO_2e$ (economía general), o 179 $MtCO_2e$ (meta condicionada).	• Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	• Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 $MtCO_2e$.	• No hay metas definidas. • Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	• Reducción del 15 % en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.	• No hay metas definidas. • Se consideró una reducción de las emisiones del 50 %.

País	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	• Reducción de: (i) 27-31 % CO_2; (ii) 62-63 % CH_2 y (iii) 51-57 % N_2O (economía general).	• No hay metas definidas. • Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	• No hay metas definidas. • Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	• No hay metas definidas. • Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

Nota: La abreviación $MtCO_2e$ significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH_2 representa el metileno; N_2O, el óxido de nitrógeno.



Proyección de los precios de los combustibles

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

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

- *World Economic Outlook (WEO)*, publicado en abril de 2023 por el Fondo Monetario Internacional (FMI).
- *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, de CME Group, publicado en mayo de 2023.

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

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

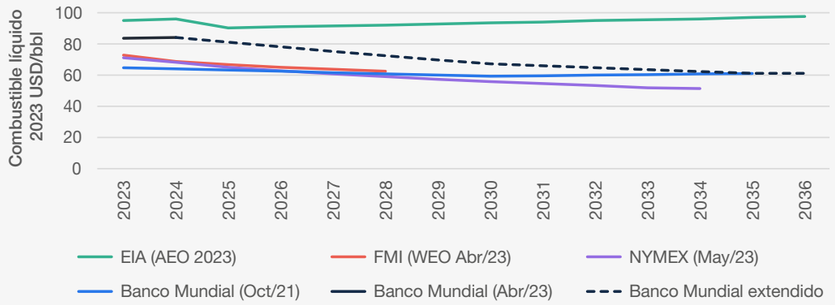
Proyección de los precios de los combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se propone considerar las proyecciones del petróleo Brent y el último pronóstico del Banco Mundial,

debido a su reciente publicación (abril de 2023) y por constituir una proyección moderada entre las analizadas. Como el último pronóstico del Banco Mundial se centra en el corto plazo (hasta 2024), se considera que, entre 2025 y 2035, los precios del petróleo convergen a la proyección más larga del Banco Mundial a partir de octubre de 2021 y, después de 2036, se mantiene constante en términos reales el último valor de la proyección (2035).

GRÁFICO 4.1

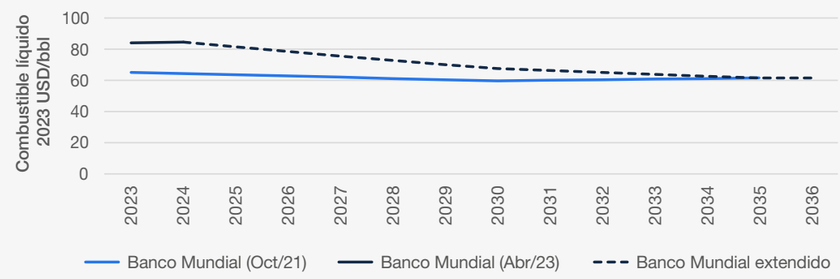
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



Fuente: Banco Mundial (2023).

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

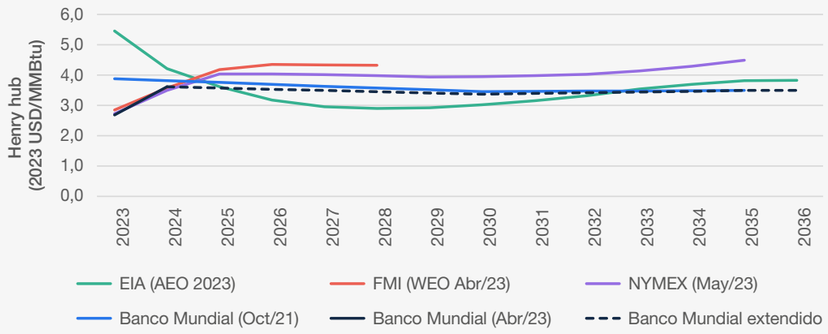
Proyección de los precios del gas natural

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

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

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

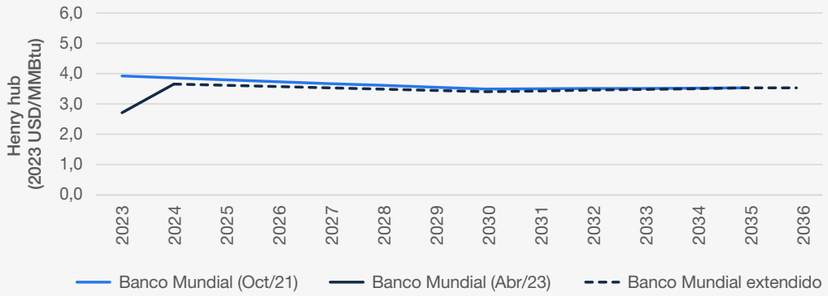


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

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

GRÁFICO 4.4

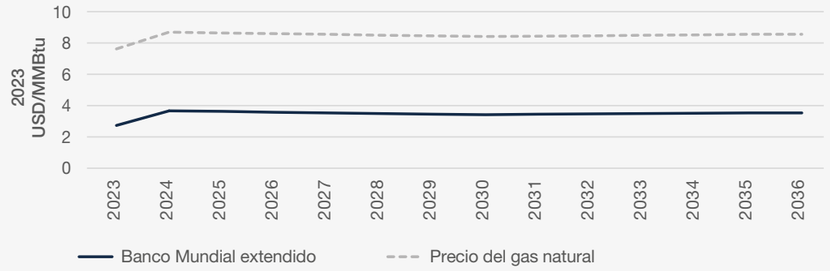
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



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

GRÁFICO 4.5

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



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

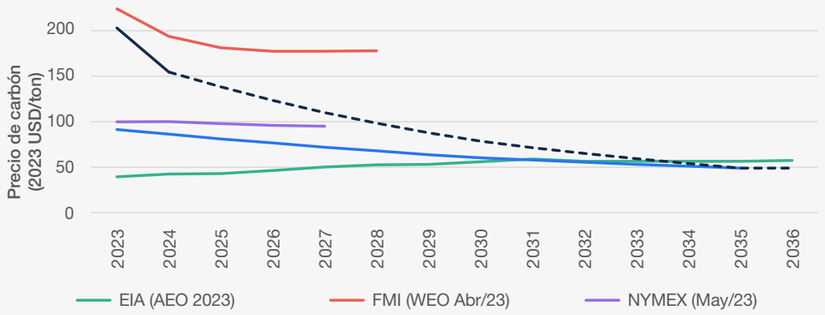
Proyección de los precios del carbón

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

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

GRÁFICO 4.6

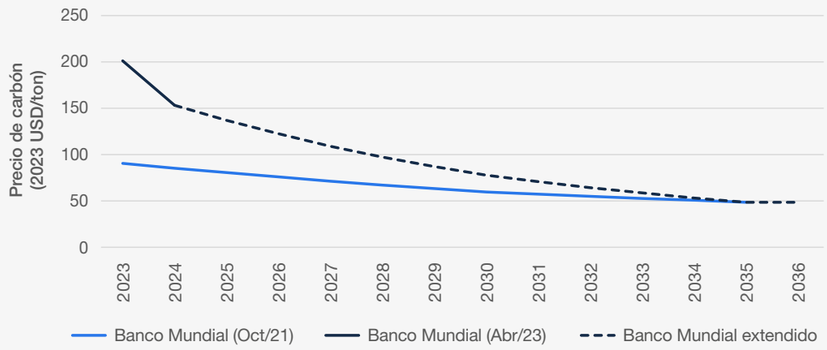
Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias



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

GRÁFICO 4.7

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



Fuente: Banco Mundial (2023).

Tecnologías candidatas para la expansión

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

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

Parámetros técnicos	Gas ciclo combinado	Gas ciclo abierto	Combustibles líquidos	Carbón	Nuclear
Costo de inversión (USD/kW)	1.200	850	800	1.800	5.000
Tiempo de construcción (años)	3	2	1	4	5
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	30-40-30	50-50	100	20-30-30-20	20-20-20-20-20
Vida útil (años)	25	25	20	30	30

Parámetros técnicos	Gas ciclo combinado	Gas ciclo abierto	Combustibles líquidos	Carbón	Nuclear
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	30	30	25	35	100
Consumo específico (MMBtu/MWh)	6,5	8,5	8	10	10
Costo O&M variable (USD/MWh)	3	4,5	5	7	9
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%	12%

Nota: O&M designa operación y mantenimiento.

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

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

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

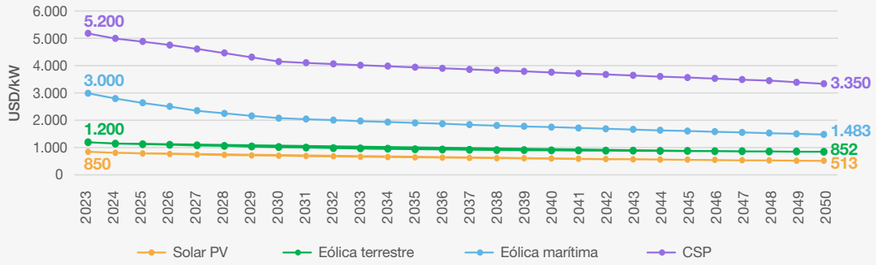
Nota: O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.

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

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

GRÁFICO 4.8

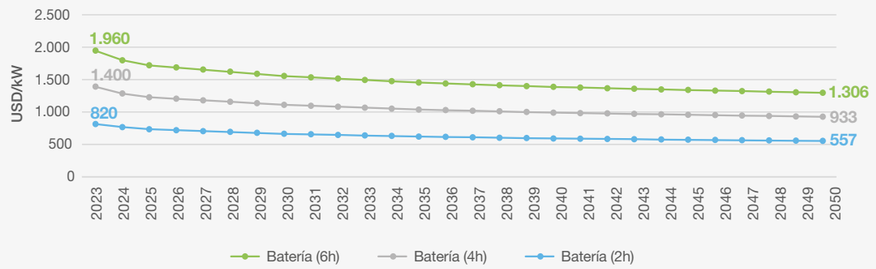
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



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

GRÁFICO 4.9

Curva de costos para baterías



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

Fuente: Fuente: Banco Mundial (2023).

Supuestos adoptados en la expansión del sistema

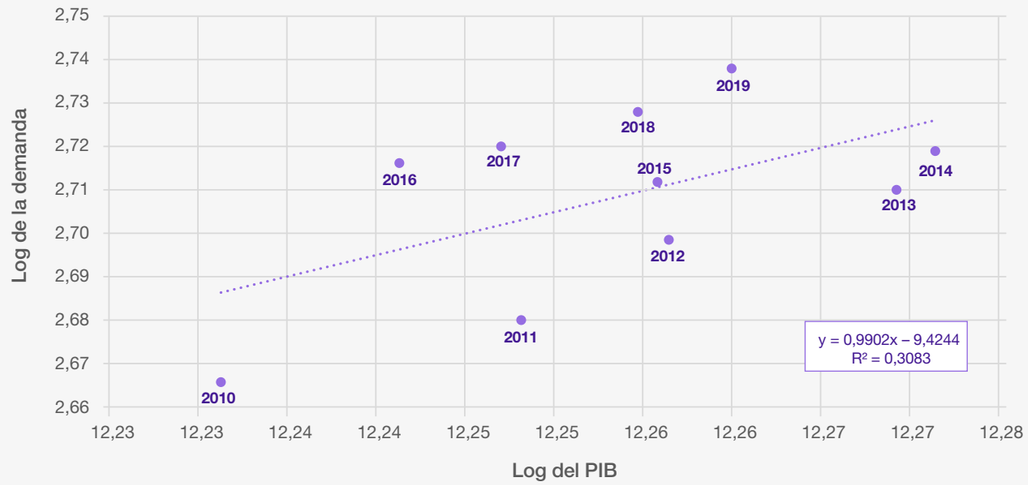
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico brasileño, tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

Demanda potencial

Como se indica en el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2010 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. La elasticidad estimada para Brasil fue de 0,9902, como se muestra en el gráfico 4.10.

GRÁFICO 4.10

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

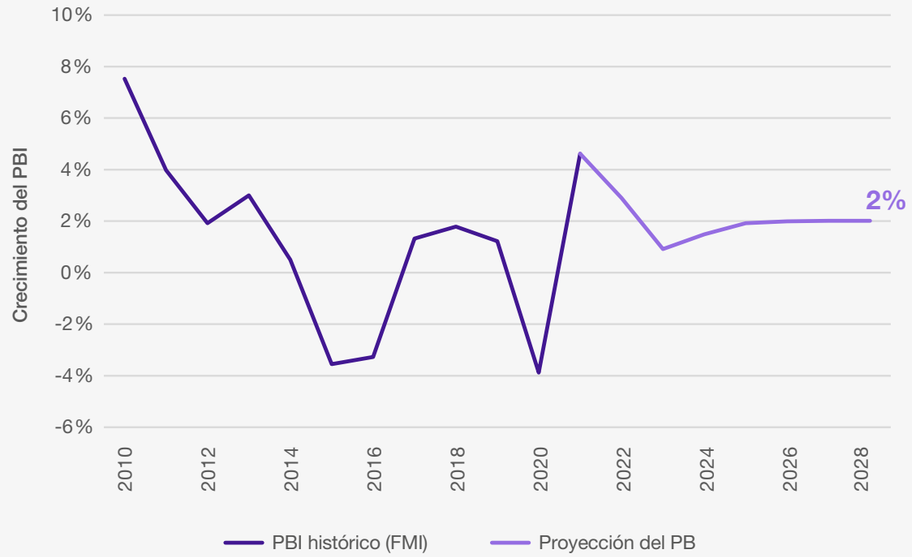


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.11 muestra la evolución del PIB de Brasil, el cual se proyecta que crecerá aproximadamente el 0,9 % en 2023 y un valor promedio del 2 % a partir de 2026.

GRÁFICO 4.11

Crecimiento y proyección del PIB

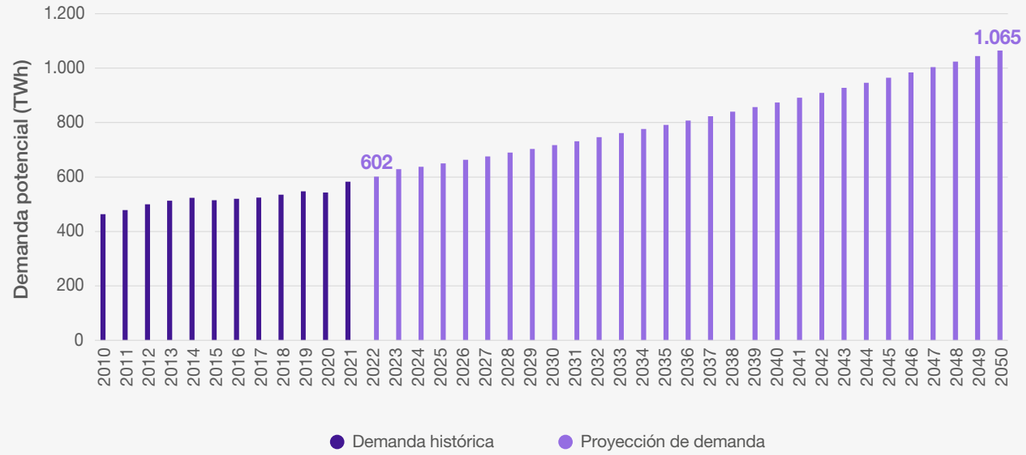


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estimó la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte fue de aproximadamente el 2%, dada una elasticidad muy cercana a 1 para el caso de Brasil. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 77% entre los años 2023 y 2050. El gráfico 4.12 presenta la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.12

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



Brasil registra un crecimiento positivo en casi todo el horizonte. Las excepciones son 2015, cuando tuvo un crecimiento negativo del 1,9% y 2020, debido a la pandemia de COVID-19. Un factor importante de resaltar es que esta disminución en 2020 (del 0,7%) no fue tan significativa si se compara con el escenario de los demás países, los cuales sufrieron una reducción considerable de sus demandas en este periodo del horizonte.

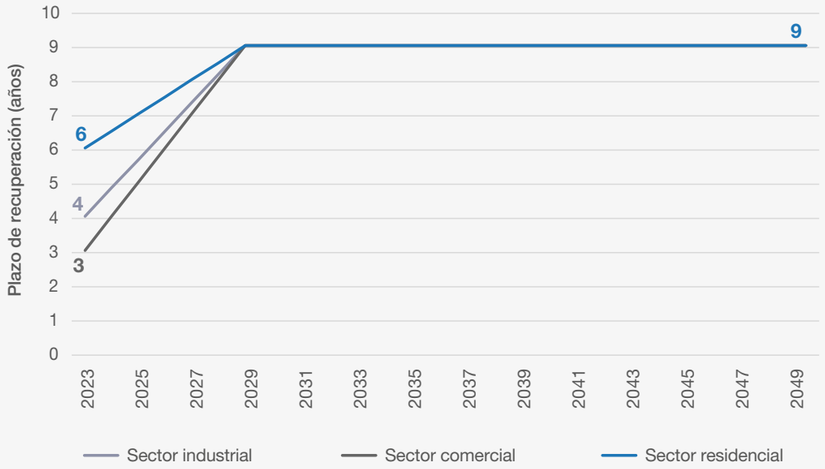
Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de supuestos”, en el apéndice 8, la proyección de la generación distribuida (GD) se estimó con base en el modelo de difusión de Bass (1969). Uno de los supuestos más relevantes para esta estimación es el plazo de recuperación (*payback*) de los proyectos percibido por los adoptantes que conforman el mercado potencial. Los datos del plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa

de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022). El gráfico 4.13 presenta la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía brasileña.

GRÁFICO 4.13

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

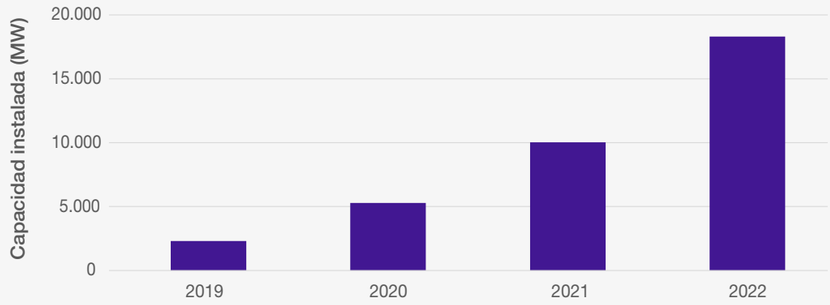


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Debido a los valores tarifarios aplicados a los consumidores locales, existe muy poco incentivo para la adopción de la GD en el país, que tenía aproximadamente 26.000 MW instalados al cierre de 2023, uno de los mayores valores entre los países de América Latina (gráfico 4.14). Las tarifas adoptadas en Brasil hacen que los plazos de recuperación sean bajos en esta tecnología en comparación con los demás países, lo que tiende a aumentar el mercado potencial y atraer más consumidores. A partir de 2029, se asume una convergencia a un *payback* de largo plazo (9 años), de acuerdo con las premisas descritas en el apéndice 10, motivado por la implementación de la Ley 14300/2021 (Gobierno de Brasil, 2022a), que hace menos atractiva la opción de adoptar un sistema de GD (con mayor plazo de retorno).

GRÁFICO 4.14

Datos de proyectos de GD instalados en Brasil



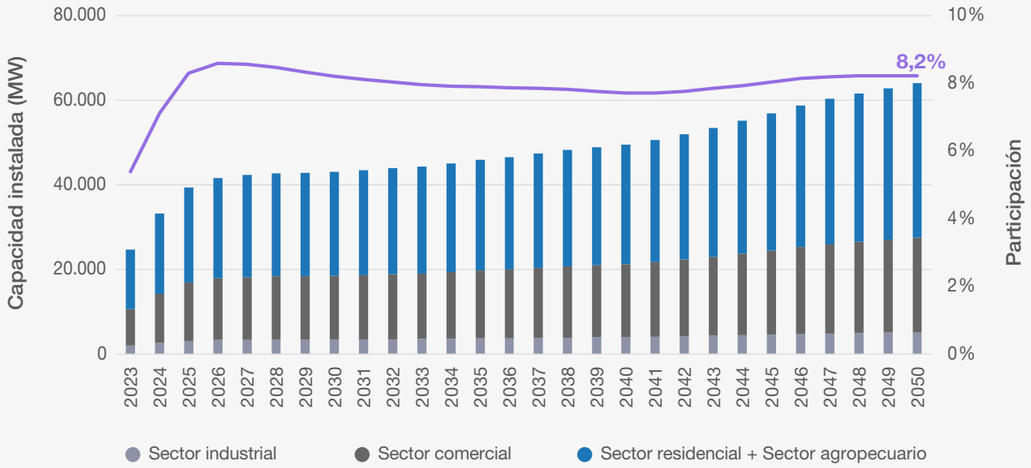
Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

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

Los bajos plazos de recuperación contribuyen a la alta adopción en los primeros años, con la tecnología alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 43.000 MW hasta 2029, comportamiento observado en el gráfico 4.15. Después del período de convergencia al *payback* de largo plazo (igual a 9 años), se observa un crecimiento poco acelerado, pero alcanza el valor de 64.000 MW de GD hasta 2050. Además, la participación de la GD en la demanda potencial se estabiliza después de una reducción en 2029 y alcanza un 8,2 % al final del horizonte.

GRÁFICO 4.15

Curva de adopción de la generación distribuida



Es importante resaltar la gran participación de los sectores residencial y agropecuario en relación con la adopción de la GD en el escenario brasileño. El sector comercial también posee una participación considerable, diferente del sector industrial, que tiene una baja representatividad.

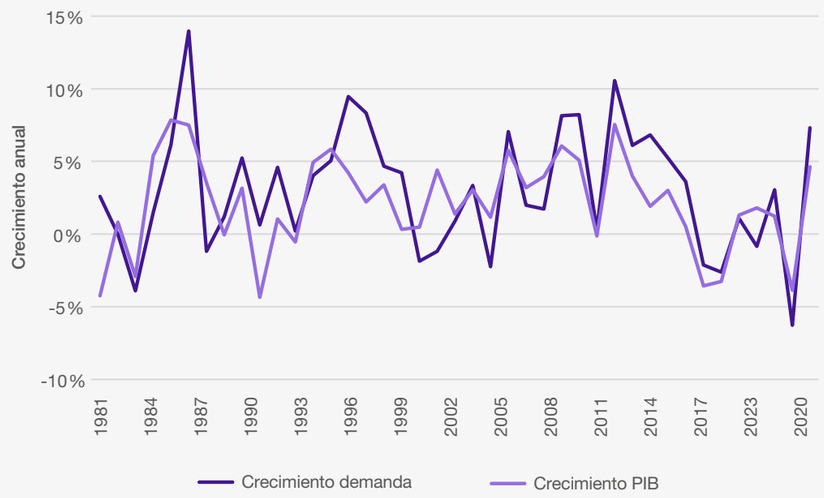
Electromovilidad

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

Como punto de partida se realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre los años 1980 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.16. A partir de estos datos, es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

GRÁFICO 4.16

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

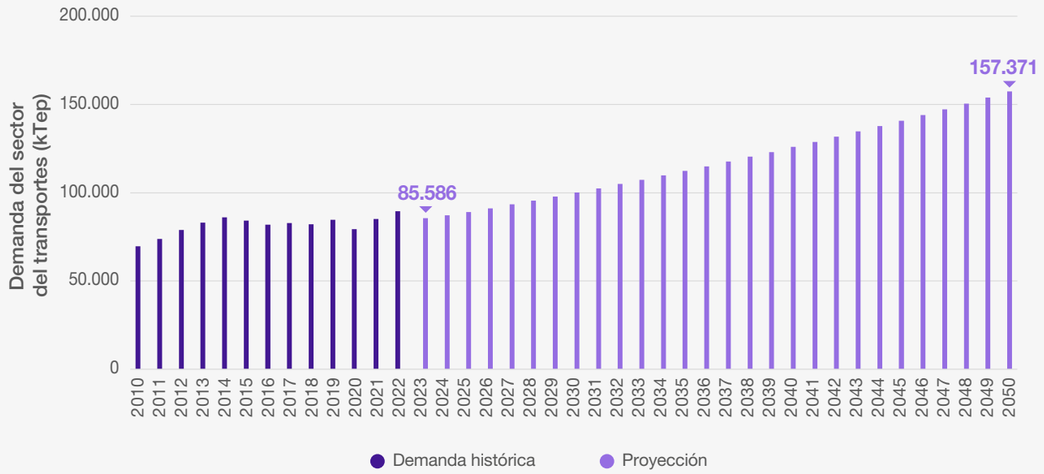


Fuente: Elaborado con datos de EPE (2023a) y Banco Mundial (2022b).

En el gráfico 4.17, se puede observar que se estima un crecimiento promedio del 2,3 % en el horizonte para el sector del transporte en Brasil, con un incremento acumulado del 84 % entre 2023 y 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos.

GRÁFICO 4.17

Proyección de la demanda en el sector del transporte



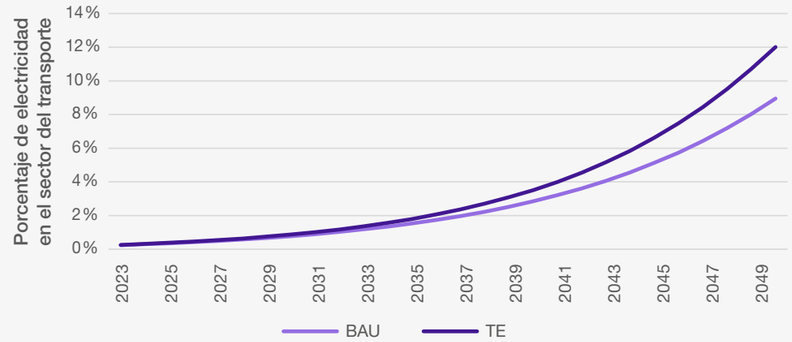
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (s. f.) y BM (2022b).

Brasil tiene un porcentaje muy bajo de consumo de energía eléctrica en este sector hasta el año 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,2 % de su demanda total. Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo que considera un retraso de 5 años en relación con las metas de electrificación de IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética y 10 años en el caso de BAU.

En el gráfico 4.18 se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje de demanda del transporte que se adoptará en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que Brasil alcance en 2050 un consumo de electricidad equivalente al 12 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de transición y al 9 % en el caso de BAU, y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.18

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



En términos de demanda por electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.19. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 34 % superior a la demanda del escenario BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. En ese contexto, se puede observar que, en el gráfico 4.20, estos valores ponen de manifiesto una participación de la demanda potencial igual al 13 % en el escenario BAU y al 17 % en el escenario de transición para el año 2050.

GRÁFICO 4.19

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

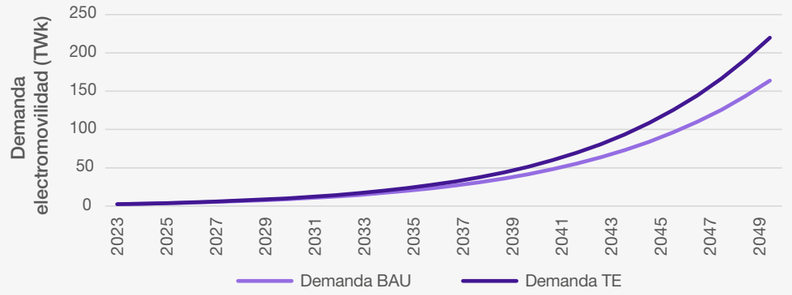
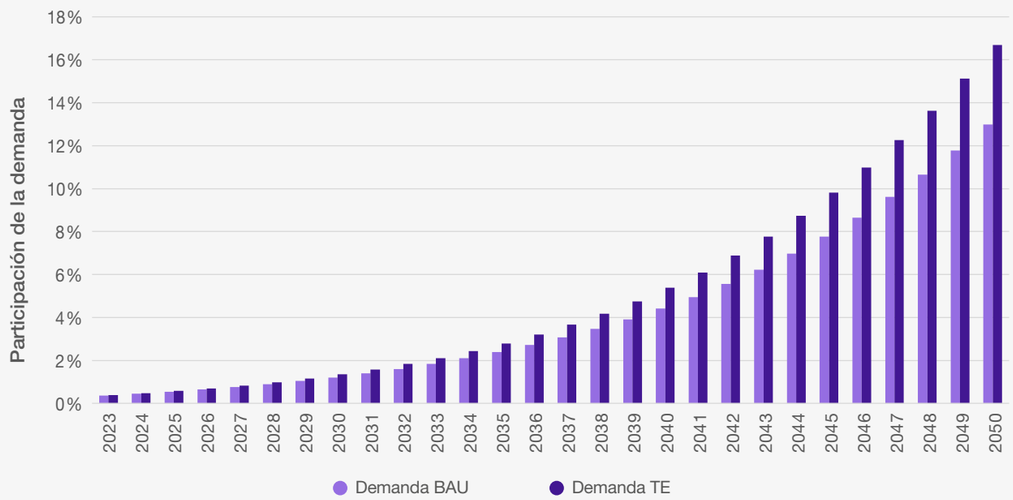


GRÁFICO 4.20

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial



Hidrógeno verde

Brasil se encuentra entre los países más competitivos a nivel mundial para la producción de hidrógeno verde (H_2). Según un informe de McKinsey (2021), el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) verde brasileño estaría alrededor de 1,50 USD/kg de H_2 en 2030, lo cual se alinea con las mejores ubicaciones en Australia, Arabia Saudita, España y Estados Unidos, y cerca de 1,25 USD/kg de H2 en 2040.

El mercado interno tiene un gran potencial de absorción de hidrógeno verde, impulsado principalmente por el consumo de camiones, la producción de acero y otros usos energéticos industriales. La Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde de Brasil está en elaboración. No obstante, el país ha avanzado con documentos como el Plan Nacional de Hidrógeno (PNH2), aprobado en 2022 por el Consejo Nacional de Política Energética.

En este contexto, para proyectar la evolución de la producción de hidrógeno verde y el consumo eléctrico necesario a lo largo de su cadena productiva, se tomó como referencia el informe de McKinsey. Para el escenario de transición energética se consideró un retraso de 10 años en las metas de producción presentadas en el documento, mientras que para el escenario de BAU se consideró un retraso de 15 años.

Los gráficos 4.21 y 4.22 presentan las proyecciones relativas al hidrógeno verde en Brasil, tanto en miles de toneladas anuales de H_2 producido como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico del país, medido en gigavatios por hora (GWh). El escenario de transición presenta una producción de hidrógeno verde aproximadamente el doble que el escenario de BAU.

GRÁFICO 4.21

Producción de hidrógeno verde en Brasil

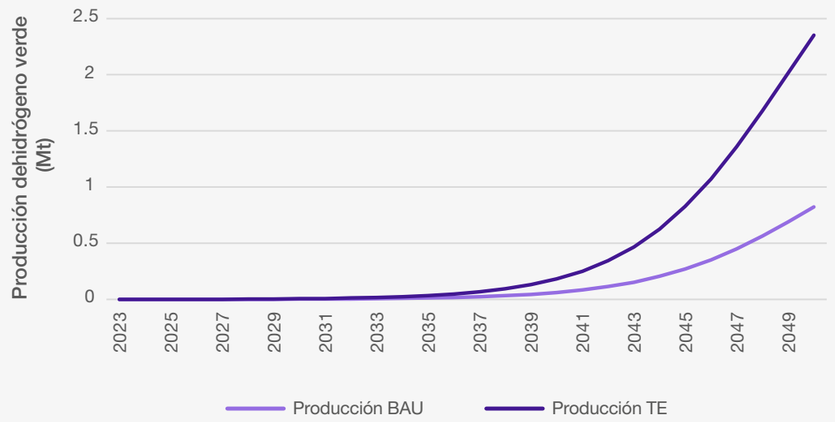
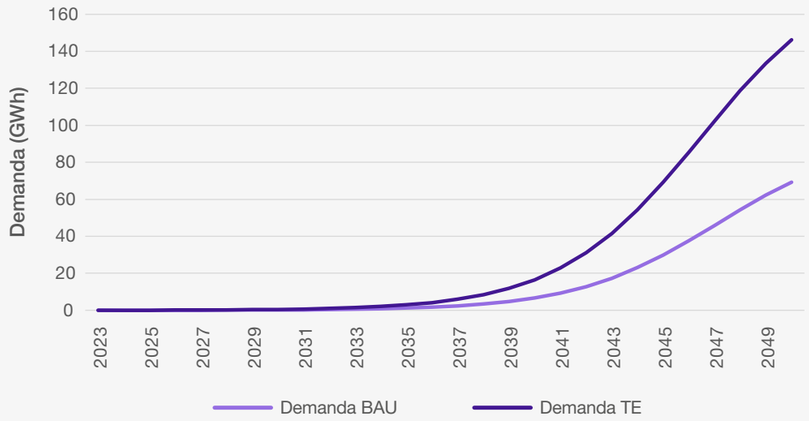


GRÁFICO 4.22

Consumo de electricidad de los electrolizadores



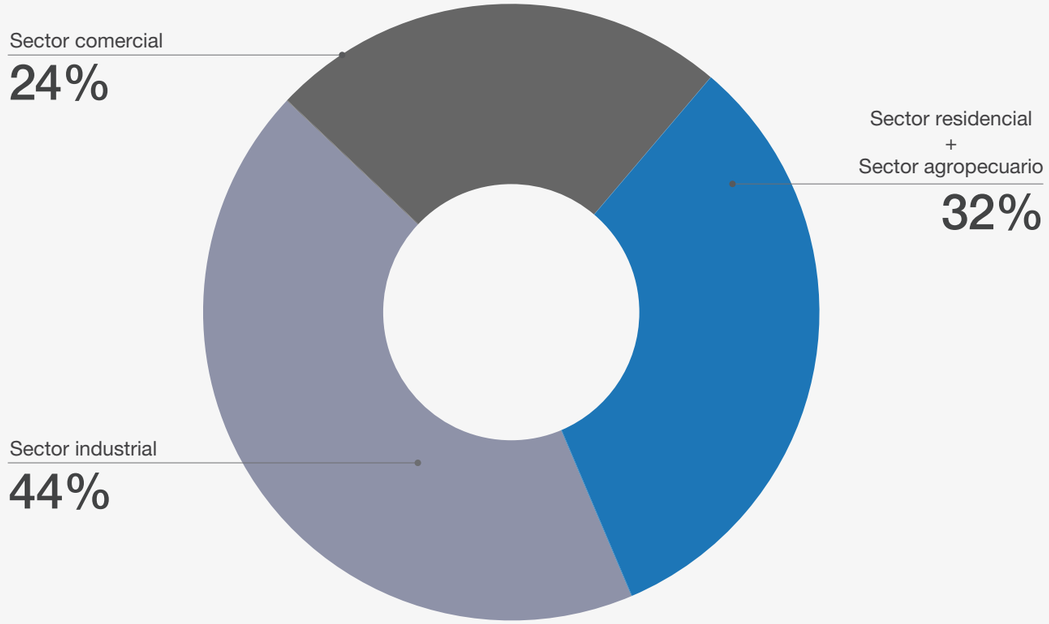


Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En el caso de Brasil, el sector de mayor énfasis es el industrial, con 44 % de la demanda total, seguido por el sector residencial juntamente con el sector agropecuario, representando el 32 % de la demanda y, por fin, el sector comercial totalizando el 24 %.

GRÁFICO 4.23

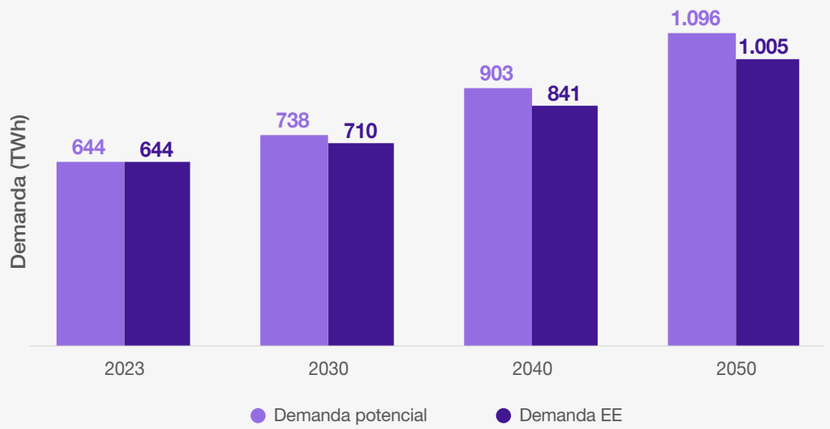
Distribución de la demanda en los sectores de la economía brasileña



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar, en el gráfico 4.24, una reducción de hasta el 8,3 % con relación a la demanda potencial de 2050, equivalente a aproximadamente 91 teravatios por hora (TWh) (cantidad de energía equivalente a la producción de 26 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %).

GRÁFICO 4.24

Proyección de las ganancias de eficiencia

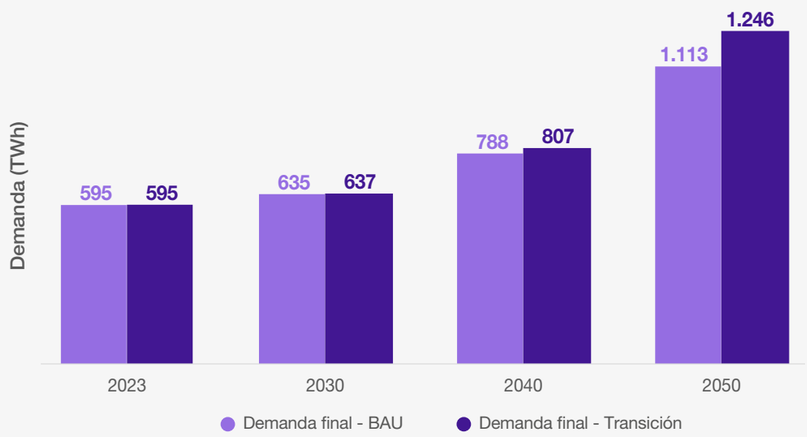


Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico brasileño. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.25 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) provocan una diferencia entre los casos de BAU y TE de aproximadamente el 12 % en la demanda del país en 2050. Ese significativo crecimiento a partir del año 2040 puede verse en el gráfico 4.25.

GRÁFICO 4.25

Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El plan de expansión del sistema brasileño a corto y medio plazo se basa en datos publicados por el ONS. El operador brasileño publica mensualmente una base de datos con el registro de las centrales eléctricas que están en funcionamiento y una expectativa de adiciones de capacidad para los cinco años siguientes. Este procedimiento se conoce como Programa Mensual de Operación Energética (PMO). La expansión a corto y medio plazo utilizada en este reporte se basa en los datos del PMO de mayo de 2023.

Además, con la privatización de la empresa de generación Eletrobras, se aprobó la Ley 14182/2021, que creó un espacio de reserva de mercado para pequeñas centrales hidroeléctricas, con una expectativa de instalación de casi 2,7 GW de capacidad hasta el año 2036. La Ley también requiere la contratación de un conjunto de centrales térmicas de ciclo combinado, instaladas en algunas regiones del país.

En este estudio, se considera un total de 2,8 GW de capacidad para este tipo de centrales entre los años 2026 y 2030. Estas termoeléctricas serán contratadas a través de subastas de energía organizadas por el Gobierno brasileño. El cuadro 4.4 presenta la lista de proyectos considerados a medio-largo plazo en las simulaciones de expansión del sistema brasileño para este informe.

CUADRO 4.4

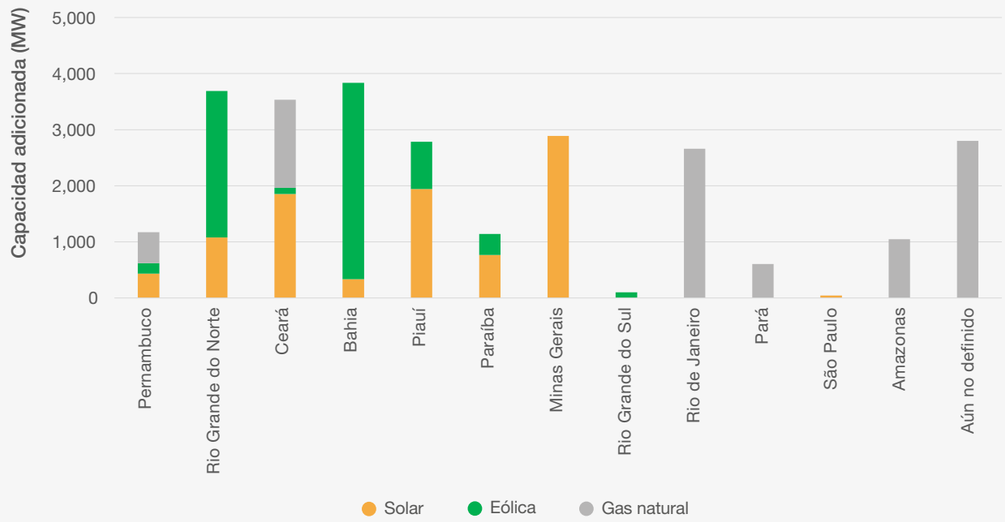
Adiciones de capacidad consideradas en el plan de expansión de Brasil

Estado	Tecnología	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pernambuco	Solar	344	30	60	-	-	-	-
Pernambuco	Eólica	-	137	-	50	-	-	-
Pernambuco	Gas natural	-	-	550	-	-	-	-
Rio Grande do Norte	Solar	983	96	-	-	-	-	-
Rio Grande do Norte	Eólica	1.565	1.044	-	-	-	-	-
Ceará	Solar	441	591	819	-	-	-	-
Ceará	Eólica	113	-	-	-	-	-	-
Ceará	Gas natural	-	1.572	-	-	-	-	-
Bahía	Solar	200	133	-	-	-	-	-
Bahía	Eólica	2.216	1.286	-	-	-	-	-
Piauí	Solar	463	416	960	-	102	-	-
Piauí	Eólica	697	149	-	-	-	-	-
Paraíba	Solar	350	66	100	250	-	-	-
Paraíba	Eólica	208	77	93	-	-	-	-
Minas Gerais	Solar	1.975	618	-	295	-	-	-
Rio Grande do Sul	Eólica	-	101	-	-	-	-	-
Río de Janeiro	Gas natural	-	1.673	989	-	-	-	-
Pará	Gas natural	-	605	-	-	-	-	-
São Paulo	Solar	-	-	43	-	-	-	-
Amazonas	Gas natural	-	-	-	1.048	-	-	-
Aún no definido	Gas natural	-	-	-	-	1.550	1.000	250

Fuente: ANEEL (2023).

GRÁFICO 4.26

Adiciones de capacidad entre 2024 y 2030 por estados de Brasil y tecnología



5.

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Brasil



El presente capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Brasil tanto en el caso de BAU como en el caso de TE. El objetivo es exponer su estado actual y presentar la expansión calculada con el conjunto de premisas explicadas anteriormente. Se empieza por explorar el escenario de continuidad, para seguir con un análisis sobre la expansión en el caso de transición y culminar con comparaciones entre ambos escenarios.

Caso de BAU

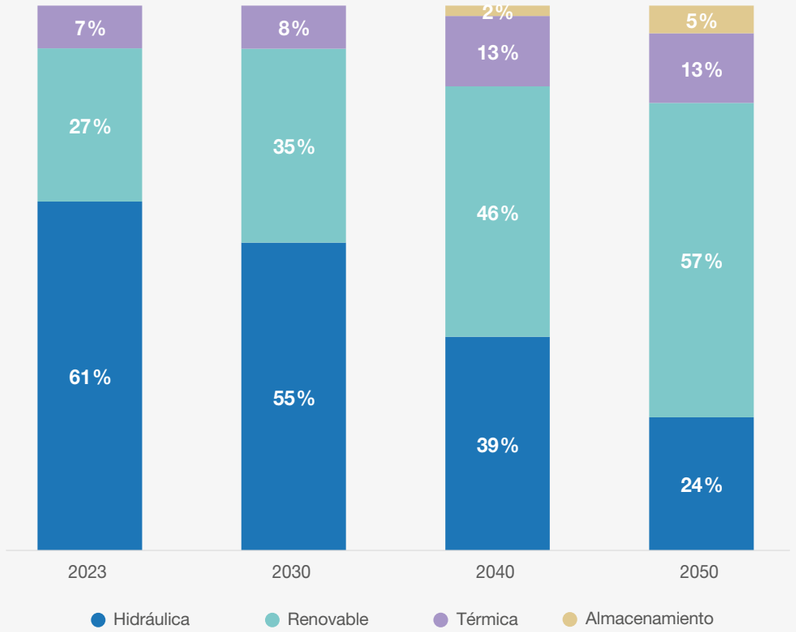
Expansión de la generación

El sistema brasileño tiene una alta participación renovable en su matriz, con centrales hidroeléctricas (en gran parte con embalses asociados) como la principal fuente de electricidad del país. Debido a las restricciones existentes con relación a esta fuente, no se vislumbra una ampliación relevante de la capacidad hidroeléctrica en el horizonte. La energía eólica y la solar serán las

principales fuentes de generación para satisfacer el crecimiento de la demanda en las próximas décadas. Además, hay inversiones en plantas de gas natural, con el mayor uso del gas proveniente de la costa en el sureste del país y la instalación de algunas centrales térmicas de ciclo abierto para dotar de mayor capacidad firme al sistema.

GRÁFICO 5.1

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



Nota: Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo.

Al final del horizonte, se espera que la reducción prevista en el costo de las plantas eólicas marítimas haga que esta tecnología sea más competitiva y gane espacio en las regiones del noreste y sur del país. Además, la mayor participación de fuentes de generación intermitente impulsa la incorporación de tecnologías de almacenamiento, como se observa con la entrada de centrales hidroeléctricas reversibles.

En resumen, en Brasil se identifican inversiones en fuentes renovables no convencionales (principalmente eólicas en el noreste del país) y adiciones de tecnologías flexibles variadas (bombeo, hidráulica y térmica). En la última década, la eólica marítima se vuelve competitiva. En el apéndice 1 de este reporte se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Brasil, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

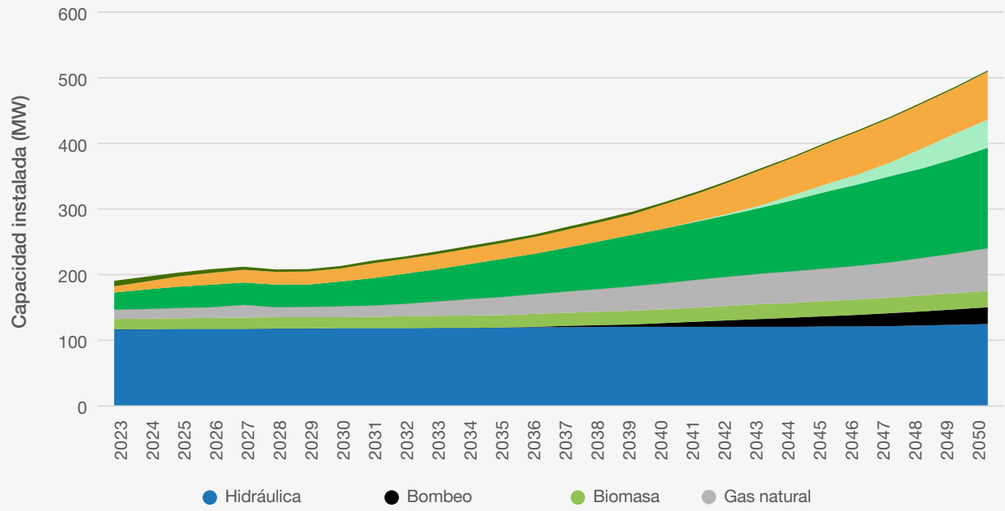
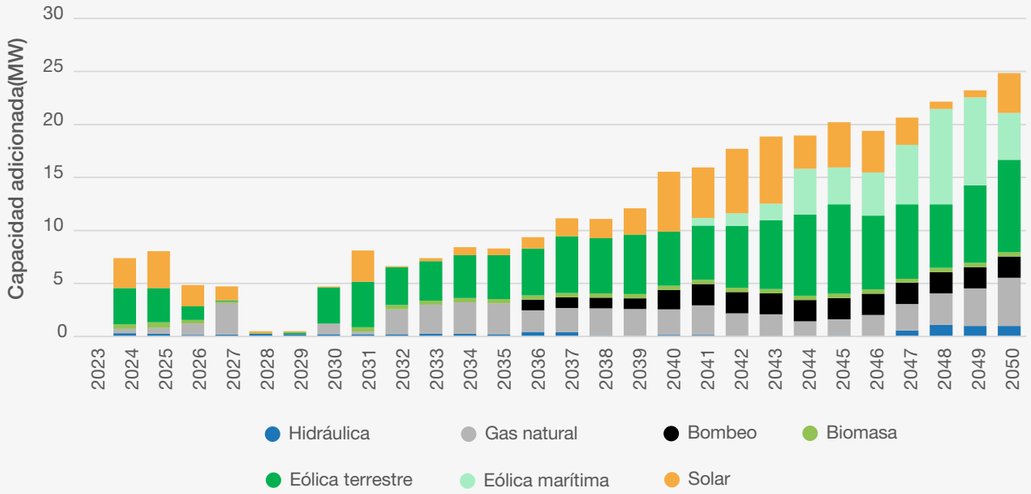


GRÁFICO 5.3

Adiciones de capacidad en el sistema brasileño en el caso de BAU



Perfil de generación

En este subapartado, se analiza detalladamente la evolución de la matriz de generación del sistema en cuestión. Para ello, se han seleccionado el primer y último año del periodo evaluado, y se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio en el caso de BAU se encuentran detallados en el gráfico A.2.1 del apéndice 2.

El perfil mensual de generación en el sistema eléctrico brasileño al inicio del horizonte, ilustrado en el gráfico 5.4, se caracteriza por una marcada predominancia de la fuente hidroeléctrica. Este patrón revela claramente los períodos de estacionalidad, con abundancia de lluvias de diciembre a abril y condiciones secas de junio a septiembre. Se destaca también la variación en la contribución de la energía eólica y de biomasa a lo largo del año, mostrando un

perfil complementario de las fuentes hidroeléctricas, con un ligero aumento en su participación durante los meses en que la generación hidroeléctrica disminuye. Por otro lado, las plantas termoeléctricas y las fuentes solares mantienen niveles de generación constantes todo el año.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema brasileño en 2024

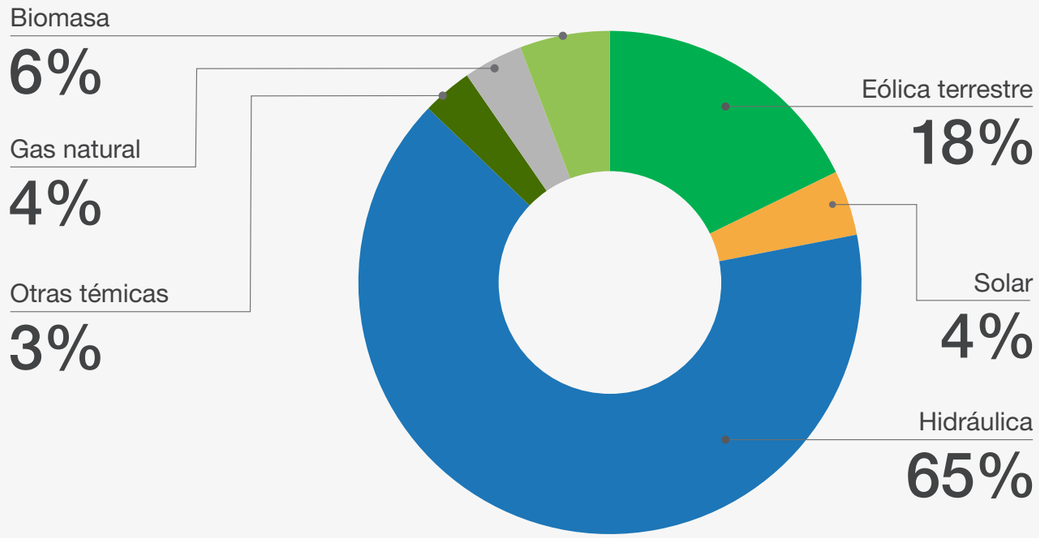
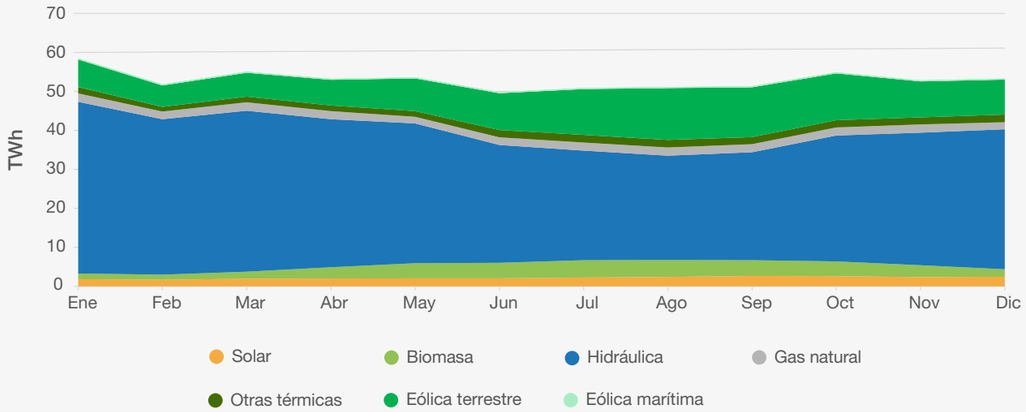


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema brasileño en 2024



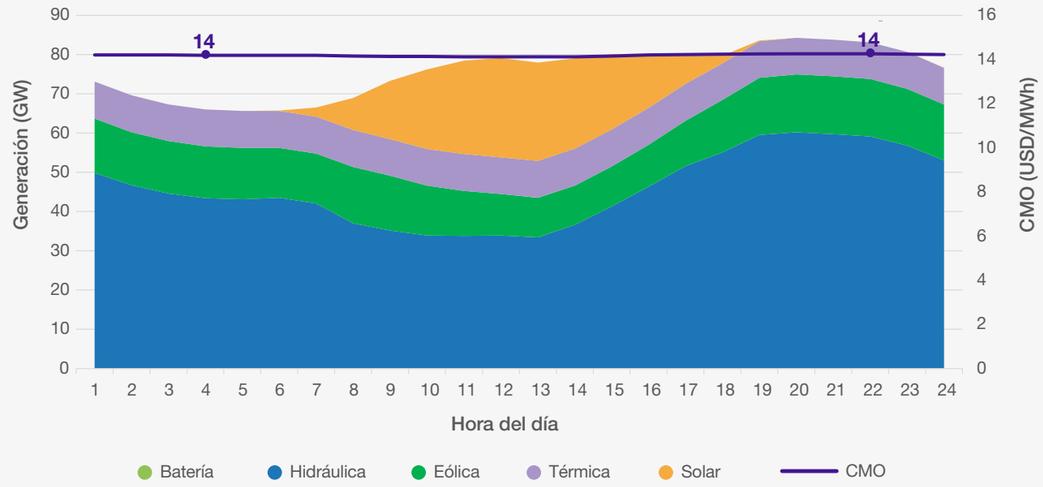
El gráfico 5.6 ofrece una visión detallada de la dinámica en la canasta de generación a lo largo del día para el año 2024. Tanto las fuentes térmicas como las eólicas tienen una participación constante durante el día, siendo las que experimentan un leve incremento en la generación durante las horas nocturnas. En los periodos de mayor generación solar, la dependencia de las hidroeléctricas disminuye. No obstante, el aumento en la demanda al inicio de la noche, combinado con la disminución en la generación solar, resulta en una importante rampa de producción que es suplida por las hidroeléctricas.

El gráfico presenta además el perfil diario de los precios *spot*[11]. La destacada sobreoferta física, principalmente proveniente de fuentes con un costo marginal igual a cero, en su mayoría suministrada por hidroeléctricas con embalses y favorecida por un periodo de precipitaciones lluviosas excepcionales en los años 2022 y 2023, resulta en valores medios de precios reducidos, cercanos al límite regulatorio y con una variabilidad mínima en el año 2024.

11 En el caso de Brasil, los costos marginales de operación están limitados por un valor mínimo de 14 USD/MWh y un máximo mensual igual a 135,66 USD/MWh. El gráfico muestra los valores de los costos marginales con estos límites ya aplicados.

GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema brasileño en 2024



El gráfico 5.7 presenta los resultados obtenidos para el perfil de generación mensual al final del horizonte de estudio. A medida que se incorporan nuevas capacidades, la participación de las hidroeléctricas en la matriz de generación experimenta una disminución. Las fuentes renovables ganan más relevancia y, para el año 2050, son responsables de más del 50 % de la producción total de energía eléctrica. En cuanto a las termoeléctricas, su contribución se mantiene constante con los años, con un aumento en las centrales de gas natural y una disminución en las térmicas que usan combustibles líquidos y carbón.

GRÁFICO 5.7

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

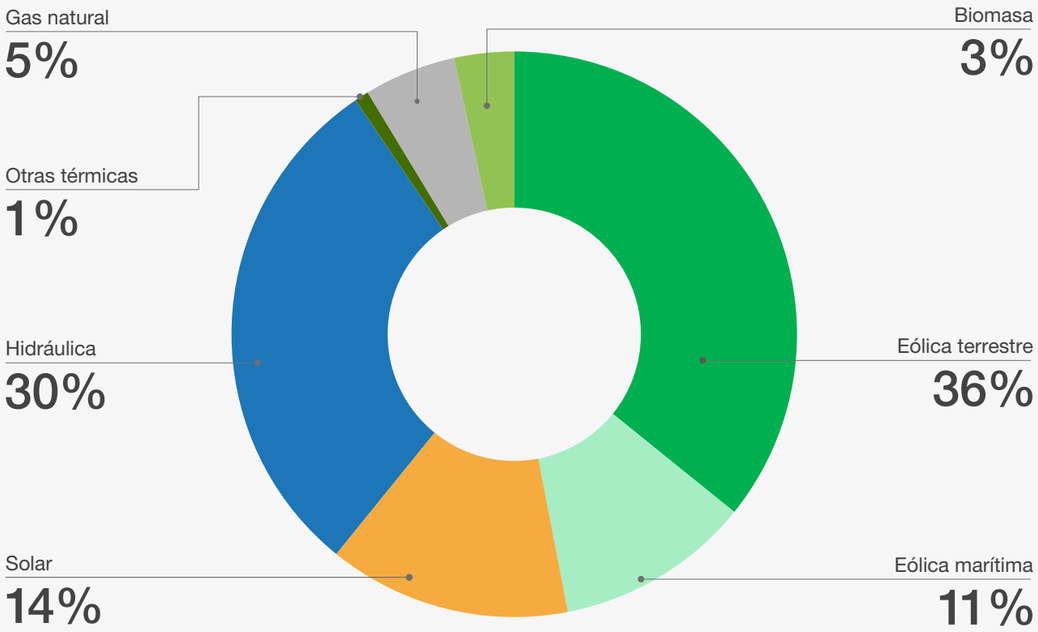
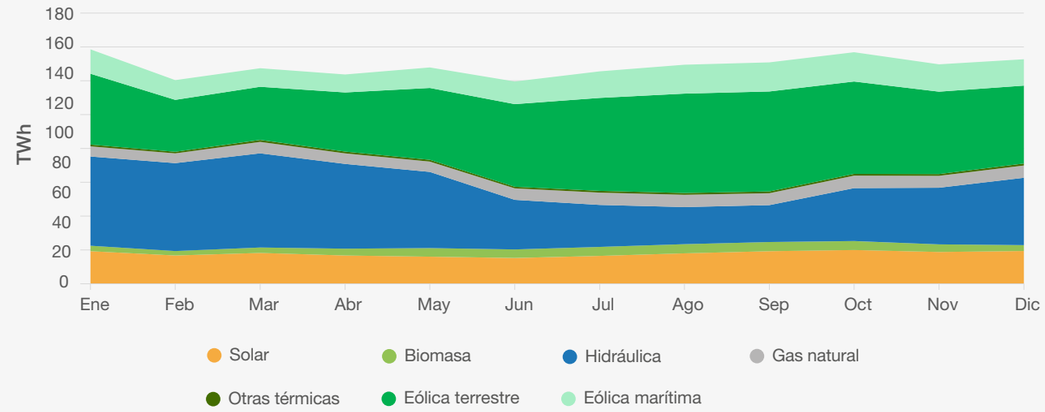


GRÁFICO 5.8

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

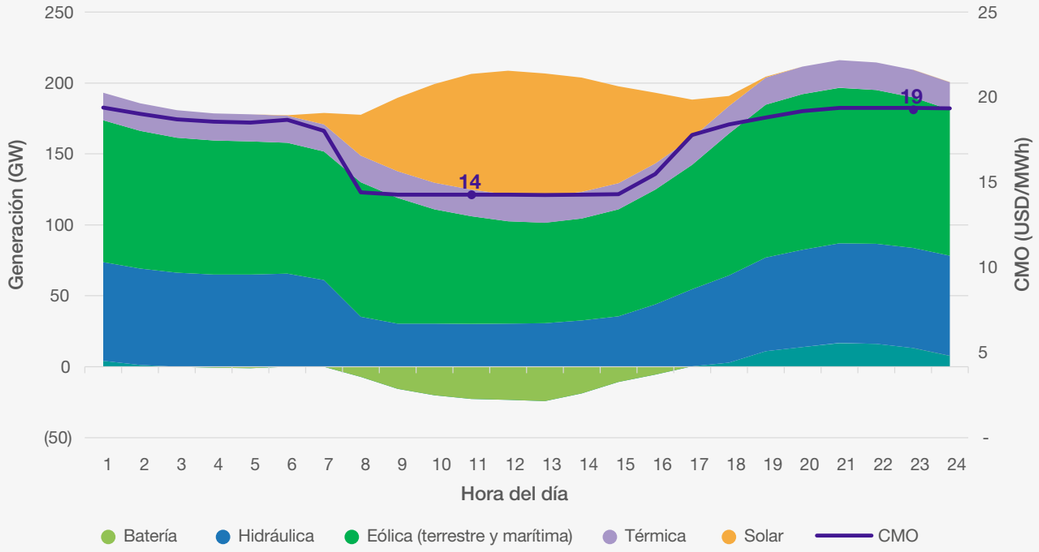


El perfil diario de generación proyectado para el año 2050, representado en el gráfico 5.9, refleja los cambios estructurales identificados anteriormente. Las fuentes eólicas emergen como las principales generadoras, con una participación considerable en todas las horas diurnas. Las hidroeléctricas siguen siendo clave en las rampas de generación necesarias de madrugada, facilitando una mayor integración de las plantas solares. Además, las unidades de almacenamiento aportan una mayor flexibilidad al sistema, acumulando energía durante las horas de producción solar y liberándola en horarios nocturnos, coincidiendo con los picos de demanda.

En el año 2050, se anticipa una evolución en los precios *spot* que, a pesar de mantenerse en niveles bajos debido a la incorporación de fuentes con costo marginal cero, exhiben cierta variabilidad a lo largo del día, siguiendo la fluctuación de la demanda neta.

GRÁFICO 5.9

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



Costos marginales

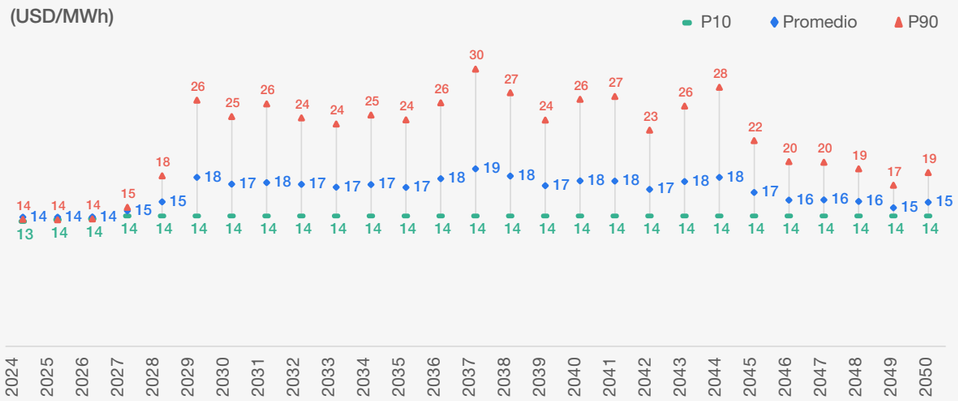
En el corto plazo, se espera que los precios *spot* sean bajos, cercanos al límite regulatorio, debido a las condiciones favorables de los embalses y a una gran sobreoferta compuesta principalmente por energías con un costo unitario nulo.

En el mediano plazo, se espera un ligero aumento del nivel de precios debido a la estabilización de la sobreoferta en el sistema. Al final del horizonte, una mayor participación de fuentes renovables en la canasta de generación, con énfasis en la energía eólica, tiene un impacto en la reducción de los precios, que alcanzan niveles promedio por debajo de 28 USD/MWh.

Los precios presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente[12]).

GRÁFICO 5.10

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

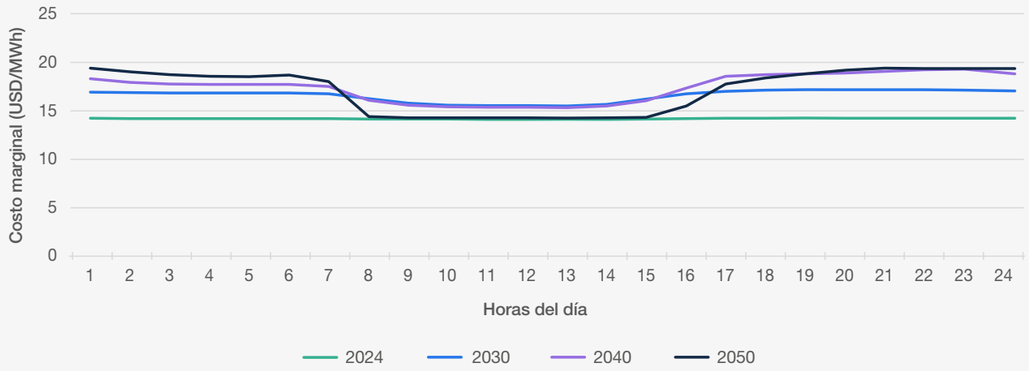


12 En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10% de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en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

El gráfico 5.11 muestra la comparación de los resultados del perfil horario de los precios *spot* para algunos años del estudio. Como se explicó anteriormente, se esperan valores de precios reducidos y constantes a corto plazo. Además, la expansión significativa de fuentes solares contribuye al establecimiento de momentos bien definidos de precios bajos en las horas del día y precios altos en las horas de mayor demanda neta durante la noche.

GRÁFICO 5.11

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



Caso de transición energética

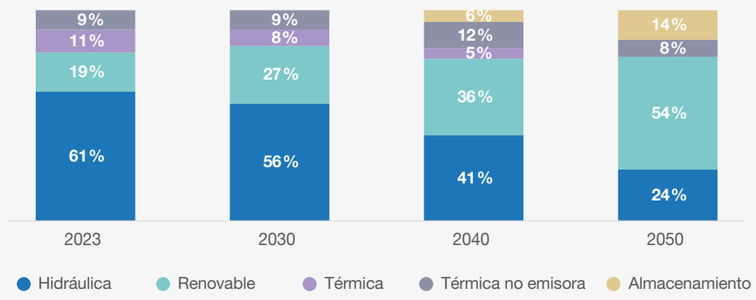
Expansión de la generación

Para Brasil, la meta establecida en el caso de TE fue la retirada de todos los generadores termoeléctricos emisores de gases de efecto invernadero. Esto equivale a un total de casi 20 GW generados por esas centrales a finales de 2023, la mayoría de ellas plantas de gas natural, representando alrededor del 10 % de la capacidad instalada en el sistema.

Hasta el año 2040, las hidroeléctricas siguen siendo la principal tecnología en cuanto a capacidad instalada, con poco más del 40 % de participación. Después de esa década, las plantas eólicas y solares adquieren aún más protagonismo, convirtiéndose en las principales tecnologías de generación del país en cuanto a capacidad instalada. También es relevante destacar el desarrollo e instalación de termoeléctricas con capacidad para capturar los gases de efecto invernadero emitidos. La mayoría de estas plantas entran en el sistema después del año 2035.

GRÁFICO 5.12

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



En el escenario de TE, simulado con la restricción de no expandir el parque termoeléctrico, algunas tecnologías ganan mayor presencia en la matriz energética nacional. Así, destacan las centrales eólicas marítimas, distribuidas entre las regiones nordeste y sureste del país, y las centrales hidroeléctricas reversibles, especialmente después del año 2035. La meta de descarbonización total del sistema se alcanza al final de la década de 2040, con la conversión de la última central de gas natural en una instalación que utiliza la tecnología de captura de carbono, para su posterior almacenamiento (proceso que se conoce por el acrónimo CAC).

GRÁFICO 5.13

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

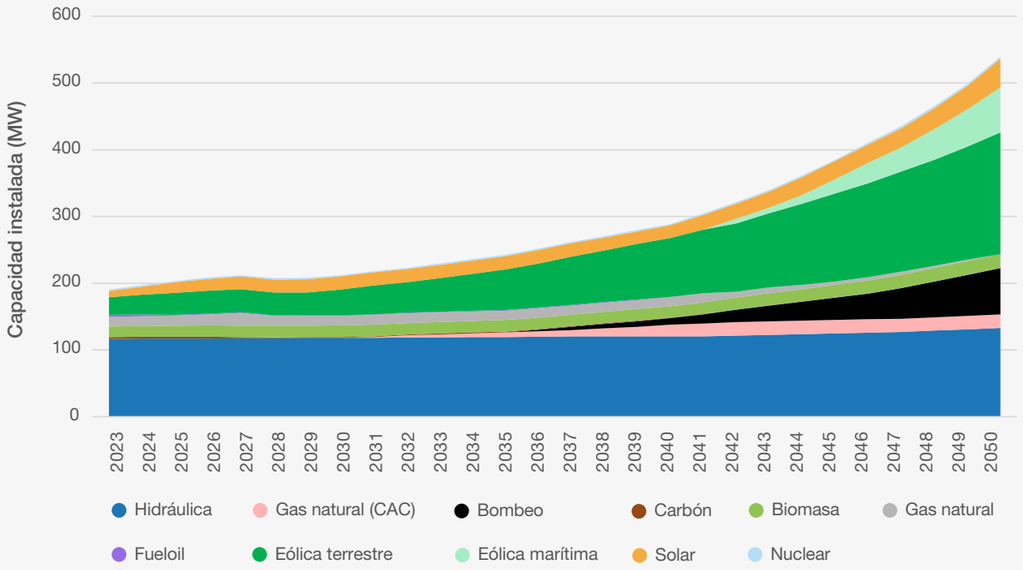
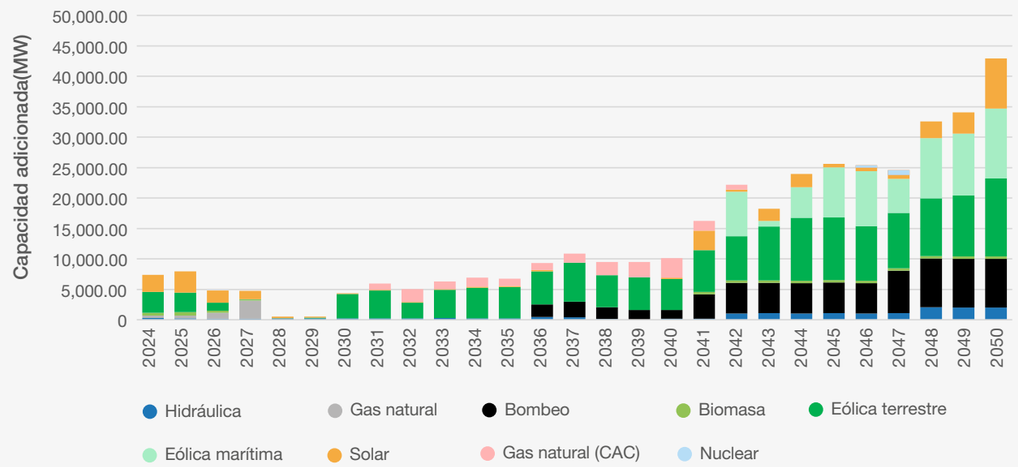


GRÁFICO 5.14

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



Perfil de generación

En este subapartado, se realiza un análisis detallado de la evolución de la matriz de generación del sistema eléctrico brasileño en el escenario de TE. Se han seleccionado los años 2040 y 2050, para los que se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio, en el caso de TE, se encuentran detallados en el gráfico A.2.2 del apéndice 2.

En el año 2040, la mayoría de las centrales térmicas emisoras de GEI ya no forman parte del sistema y tienen una participación muy reducida en la satisfacción de la demanda del país. Las centrales térmicas con captura de carbono ya tienen cierta relevancia en la atención a la demanda y representan cerca del 15% de la generación total. Las hidroeléctricas son la principal fuente de generación, incluso sin una adición considerable de nuevas plantas hasta 2040.

La complementariedad entre la generación eólica y la hidroeléctrica a lo largo del año es una característica distintiva del sistema brasileño. Esta complementariedad es fundamental y hace que las centrales eólicas sean aún más atractivas desde el punto de vista económico, ya que su mayor disponibilidad se produce en los meses en los que la principal tecnología del sistema (las hidroeléctricas) tiene una menor contribución en la satisfacción de la carga.

GRÁFICO 5.15

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

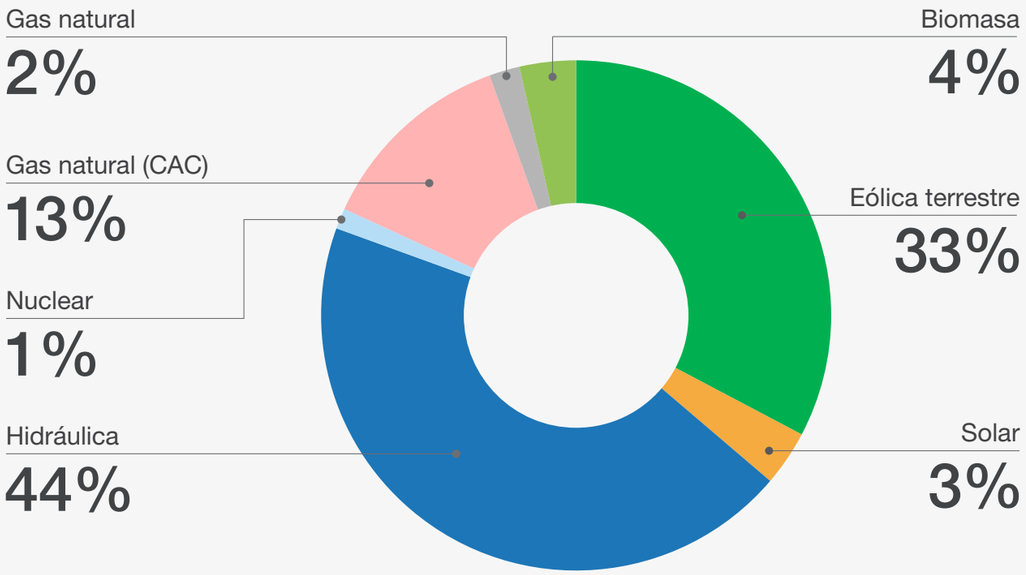


GRÁFICO 5.16

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

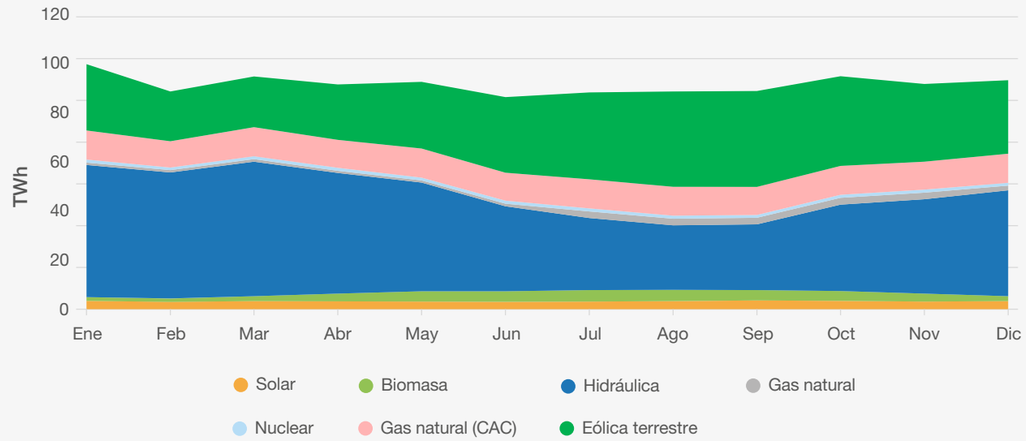
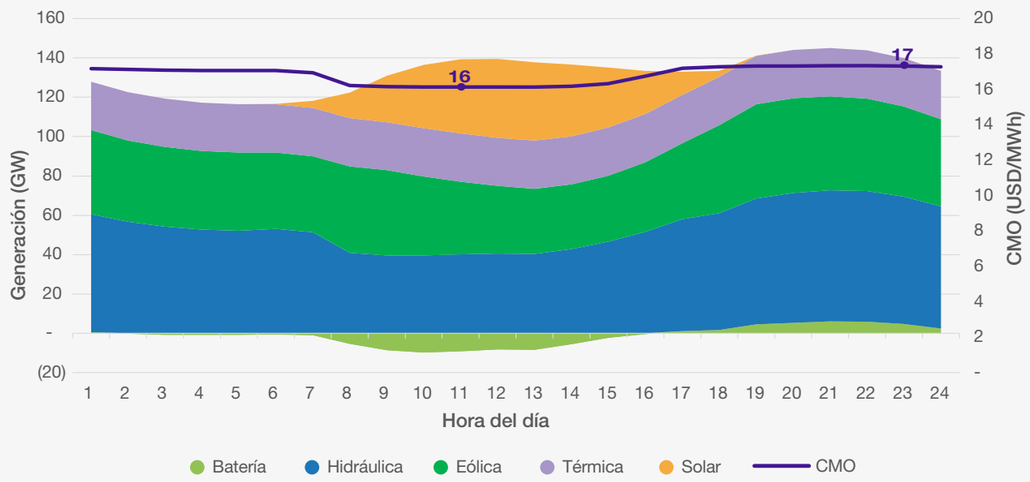


GRÁFICO 5.17

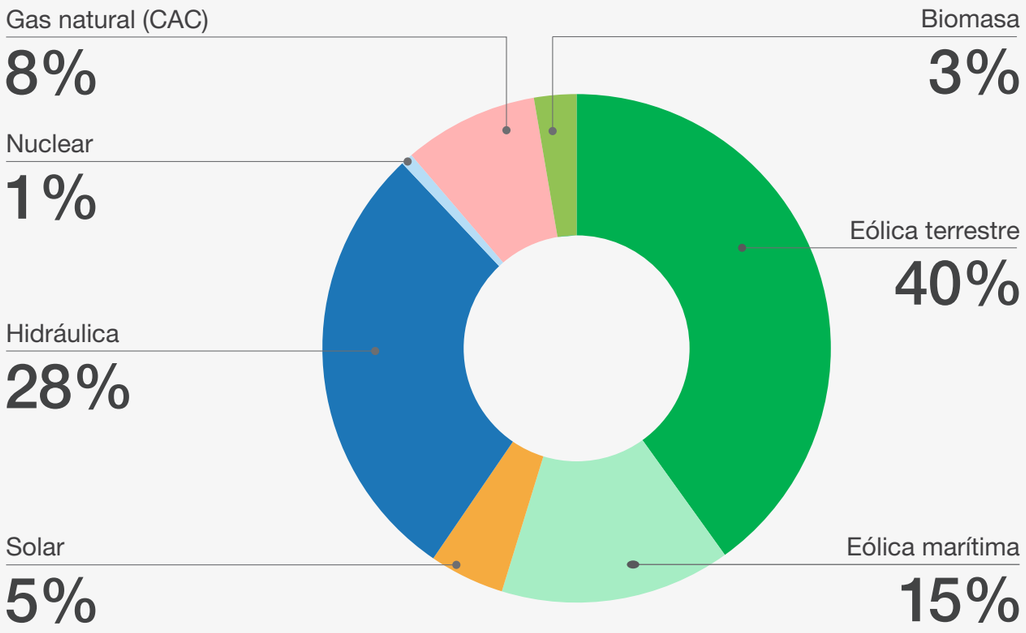
Despacho típico diario en el sistema brasileño para el año 2040 en el caso de TE



Para el año 2050, las hidroeléctricas, a pesar de seguir desempeñando un papel fundamental en la satisfacción de la demanda eléctrica del país, pierden parte de su protagonismo y atienden aproximadamente el 30 % de la demanda total de energía eléctrica en el año. Las eólicas terrestres y marítimas ganan mayor relevancia y se convierten en la principal fuente de generación de electricidad en Brasil, alcanzando aproximadamente el 55 % de participación en conjunto.

GRÁFICO 5.18

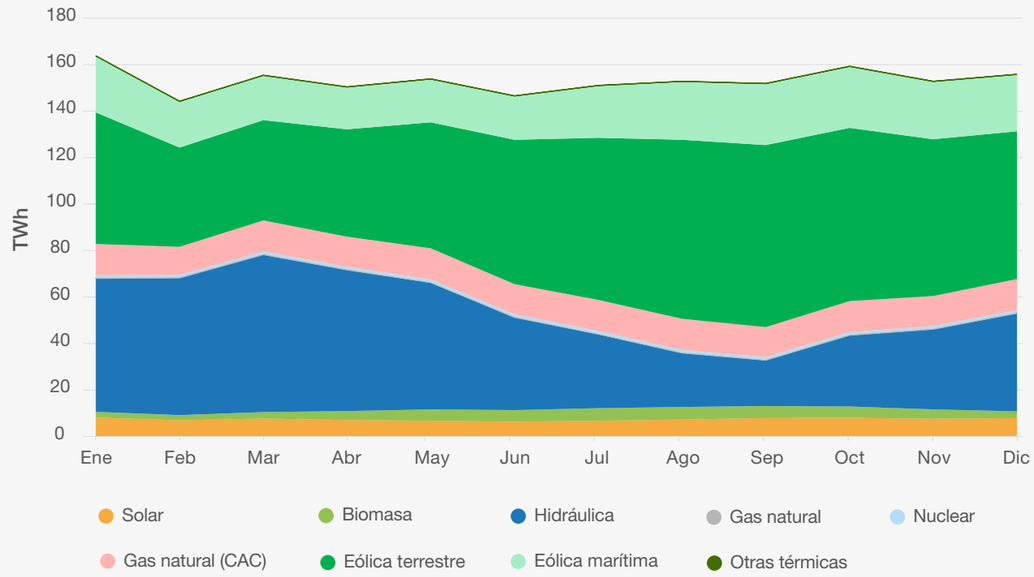
Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema brasileño en caso de TE



Nota: Gas natural (CAC) designa al gas con captura y almacenamiento de carbono.

GRÁFICO 5.19

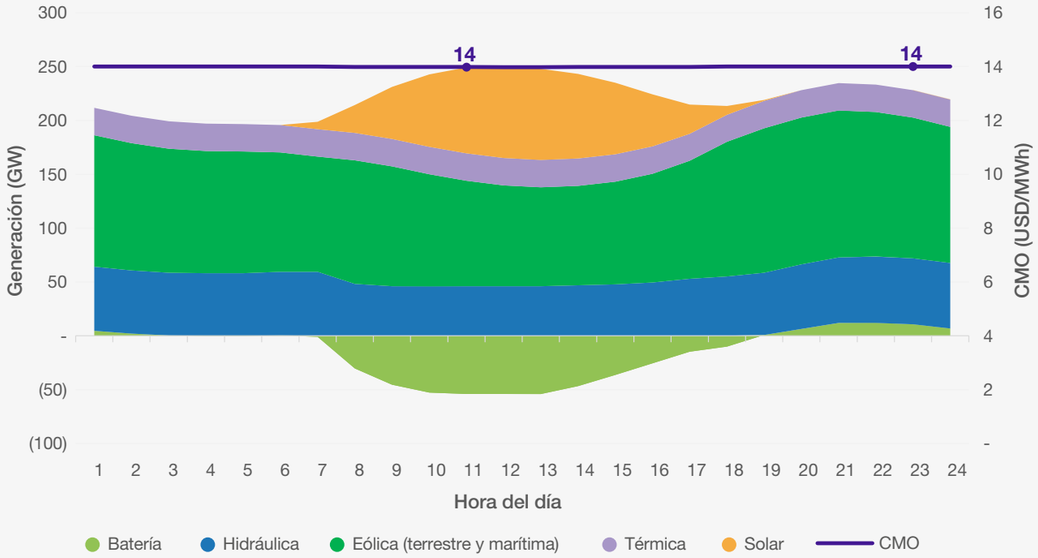
Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema brasileño en el caso de TE



En cuanto al despacho típico horario, destaca el perfil de generación de los recursos con almacenamiento del sistema. Una parte significativa de estos recursos está constituida por las centrales hidroeléctricas reversibles, que tienen una capacidad de almacenamiento de hasta 100 horas. Esto difiere de otros países, donde la mayoría de los recursos de almacenamiento se concentran en baterías con una duración de hasta 6 horas. Por este motivo, se observa que generalmente hay un almacenamiento de energía durante el período vespertino y no toda la energía se descarga durante la noche y la madrugada.

GRÁFICO 5.20

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

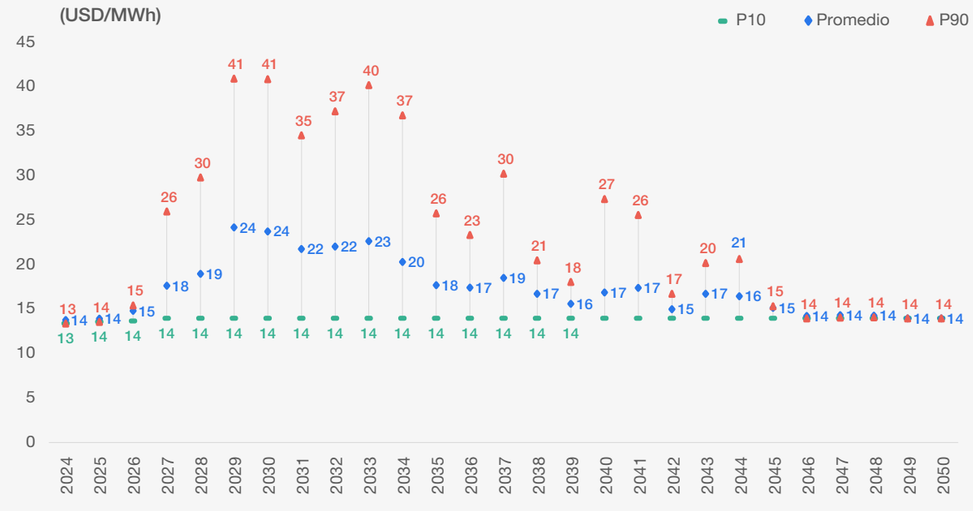


Costos marginales

La eliminación de las plantas termoeléctricas del sistema y el aumento de la participación de fuentes con costo variable unitario igual a cero contribuyen a que los precios *spot* en el escenario de transición estén muy cerca del límite mínimo regulatorio utilizado en Brasil, un valor cercano a 15 USD/MWh. Otro factor relevante para que los precios se mantengan en este rango son las restricciones en la generación hidroeléctrica, que hacen que estas plantas generen incluso en situaciones en las que la decisión óptima sería no utilizarlas.

GRÁFICO 5.21

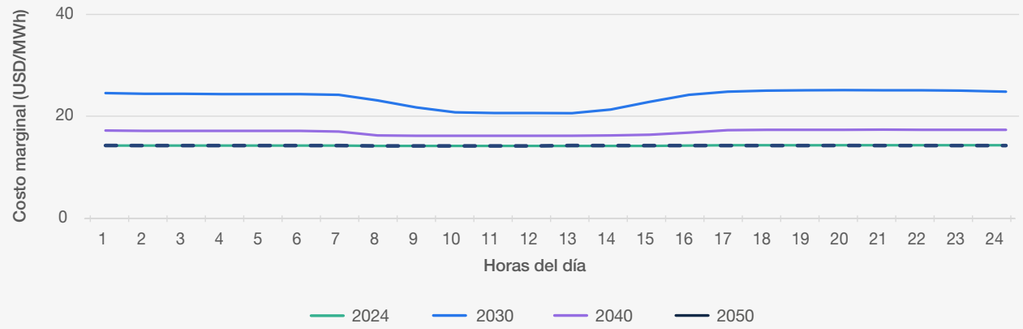
Costos marginales anuales en el sistema brasileño en el caso de TE



Con la alta participación hidroeléctrica y el aumento de las plantas de energía renovable en el sistema, incluso con una participación considerable de la generación solar en el sistema eléctrico brasileño, no hay grandes variaciones de precio entre las horas del día.

GRÁFICO 5.22

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



En Brasil se identifican inversiones en fuentes renovables no convencionales y adiciones de tecnologías flexibles variadas.

Comparación de los casos de BAU y de TE

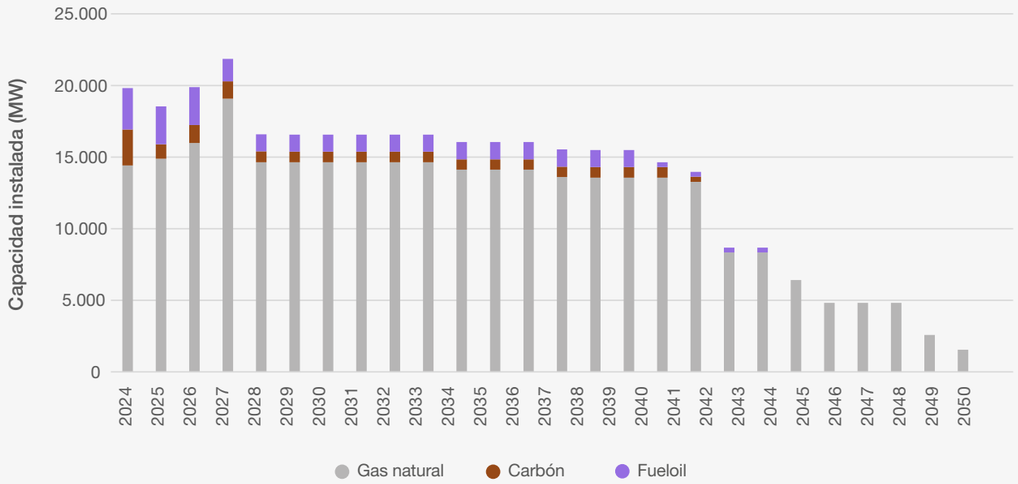
En este apartado se analizan los resultados obtenidos en el escenario de transición energética, comparándolos con los del escenario de BAU presentados anteriormente.

Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explicó en el capítulo 4, se han calculado dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país, además de un supuesto de mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el mayor impacto en la demanda se produce a partir de 2040, cuando se registra un aumento más significativo en la electrificación de la flota, causando un incremento del 8,4 % (133 TWh) hasta el final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.25).

Otro punto destacado en el caso de TE es el retiro de centrales termoeléctricas emisoras de GEI. En Brasil, se considera la retirada de 20 GW de centrales termoeléctricas hasta 2050, de manera que se alcance el objetivo de emisiones netas cero al final del horizonte. A partir de 2040 se observa una disminución más significativa de la capacidad térmica, periodo en el que vence el contrato de la mayoría de las centrales. El gráfico 5.23 presenta el cronograma de cierre de las centrales térmicas en el país.

GRÁFICO 5.23

Cronograma de retiro de las centrales termoeléctricas en el sistema brasileño

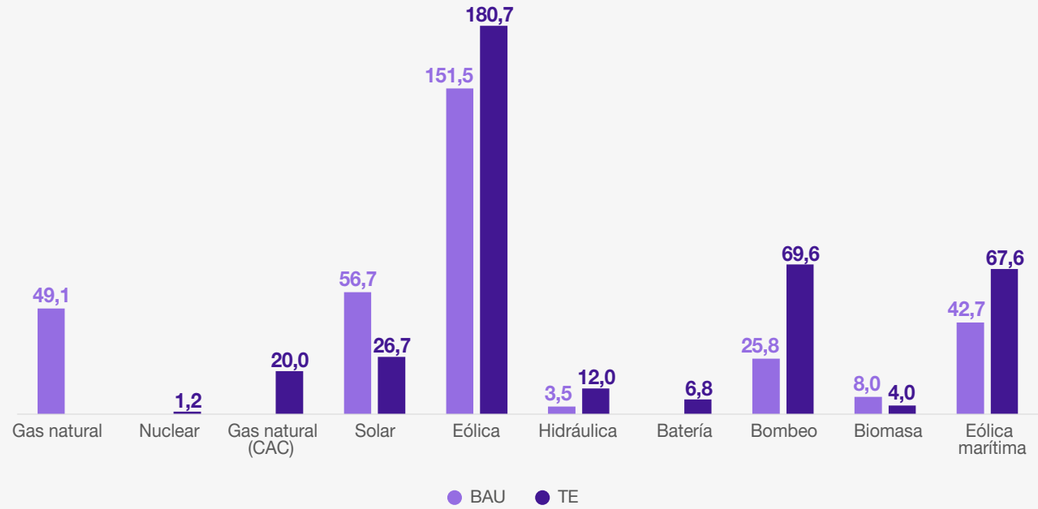


En el caso de TE, el modelo no tiene la opción de invertir en plantas que emiten gases de efecto invernadero. Sin embargo, se consideró una nueva tecnología candidata de plantas térmicas marítimas, que utilizan el gas natural extraído de los yacimientos en el sureste del país con un sistema de captura de carbono (gas natural CAC). El CO_2 producido se inyecta en el campo petrolero.

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.24 muestra una comparación de las adiciones de capacidad en los casos de BAU y TE entre los años 2024 y 2050. En él solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5.24

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

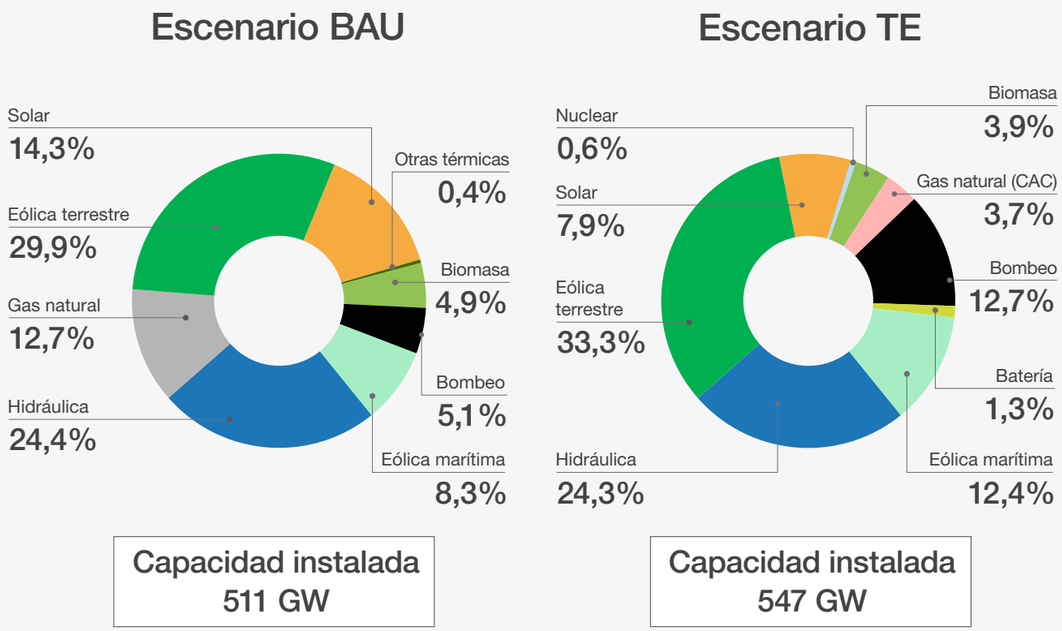


La retirada de las centrales térmicas aumenta la necesidad de inversión en fuentes renovables en el caso de TE, especialmente en parques eólicos terrestres y marítimos. También se requieren mayores inversiones en sistemas de almacenamiento en el caso de TE para garantizar la flexibilidad del sistema.

La expansión proyectada para el final del horizonte se destaca por la reducción de la participación de las centrales hidroeléctricas y la significativa incorporación de fuentes renovables, principalmente eólica, en ambos escenarios. En el caso de TE, se observa una adición significativa de sistemas de almacenamiento y centrales térmicas con captura de carbono, que contribuyen a la capacidad firme del sistema en una situación de alta participación de fuentes renovables intermitentes.

GRÁFICO 5.25

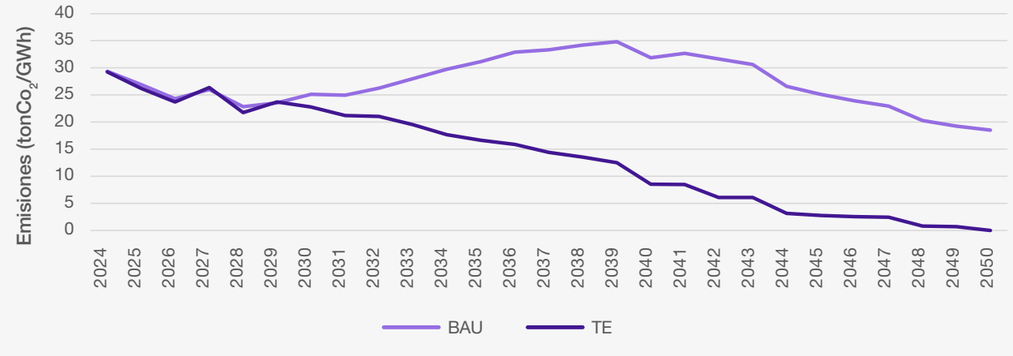
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema brasileño



En lo que concierne a la reducción en las emisiones de CO_2, en el caso de TE, se vuelve más significativa a partir de 2040, periodo en el cual la retirada de las centrales térmicas del sistema se acentúa. En el caso de BAU, las emisiones tienen una tendencia de crecimiento en la década de 2030, debido a la entrada de algunas centrales térmicas, volviendo a bajar en los años 2040.

GRÁFICO 5.26

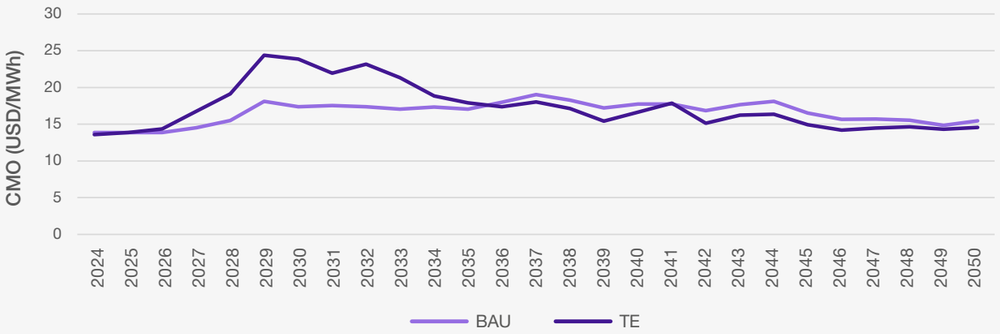
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema brasileño en los casos de BAU y TE



Con relación a los costos marginales, los valores observados en ambos casos son muy cercanos. A corto plazo, se nota un ligero aumento en la proyección del costo marginal para 2029 en el escenario de transición, que no incluye la contratación adicional de centrales térmicas de gas en este período. A medio y largo plazo, se observa una reducción en los costos marginales, que llega a alcanzar valores ligeramente menores en comparación con el caso de BAU. La principal motivación es una mayor inserción de fuentes intermitentes.

GRÁFICO 5.27

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



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

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

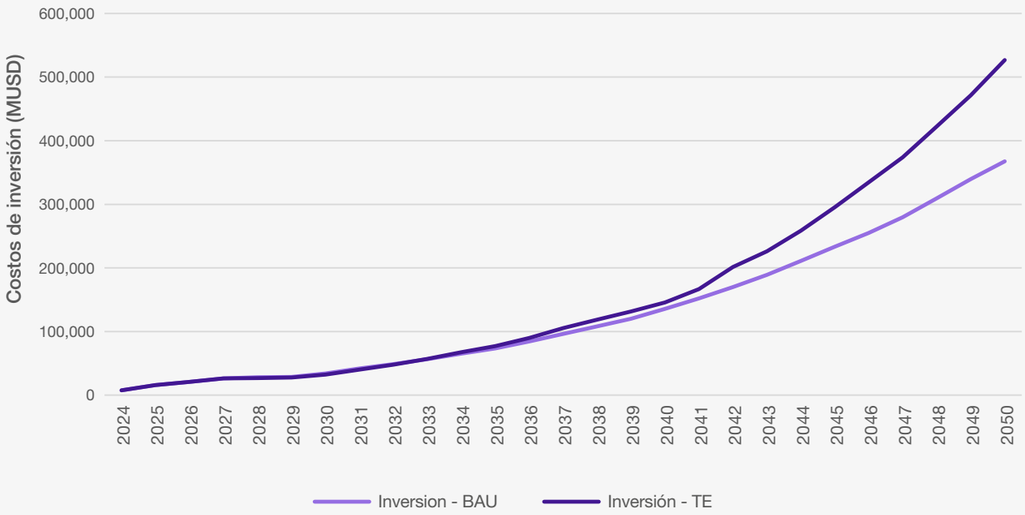
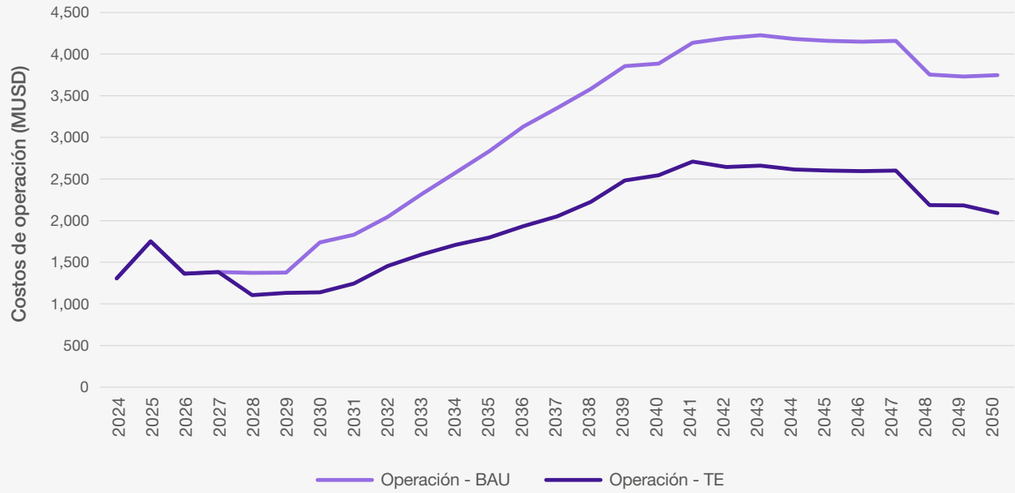


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



Es notable que en el caso de TE los costos de inversión aumentan, lo que está motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica (debido a una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde). En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años.

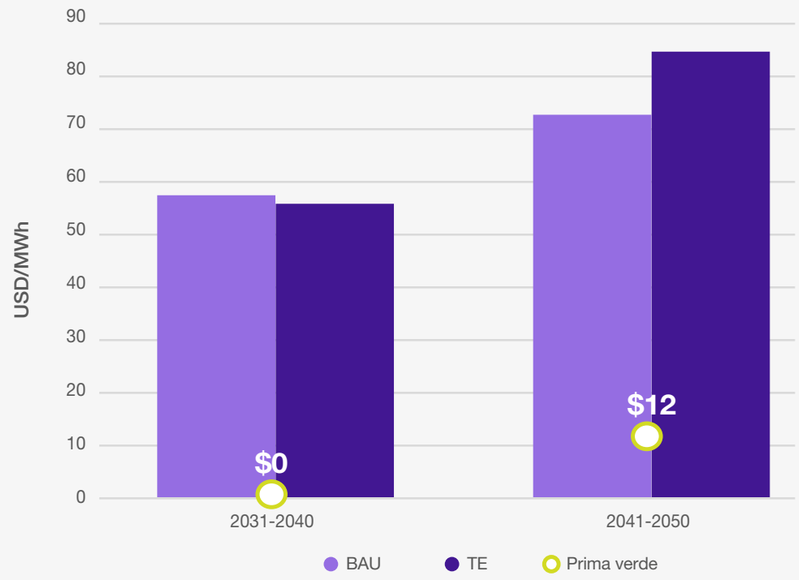
En Brasil, la mayoría de las centrales termoeléctricas son retiradas del sistema después de 2040. Este hecho, junto con el aumento en la demanda de energía eléctrica debido a una mayor electrificación de la flota y la producción de hidrógeno verde, resulta en un incremento de los costos totales de inversión. Gran parte de estas inversiones se destinan a centrales termoeléctricas con tecnología de captura de carbono e hidroeléctricas reversibles, siendo las principales opciones elegidas para reemplazar a las termoeléctricas desmanteladas.

Finalmente, el gráfico 5.30 presenta una comparación entre los costos marginales de expansión (CME) de los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + 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. Se proporcionan más detalles sobre este indicador en el apéndice 7 de este reporte (véase la etapa 5).

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

GRÁFICO 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Brasil



En el estudio de Brasil, no se percibe un cambio relevante en el costo marginal de expansión entre los dos escenarios para la primera década del estudio, ya que la demanda proyectada para ambos es muy similar y no hay una cantidad significativa de centrales termoeléctricas retiradas hasta el año 2040. En la última década del estudio, el retiro de las centrales termoeléctricas, el aumento de la demanda por el escenario de electrificación del parque vehicular y la mayor producción de hidrógeno verde motivan incrementos en la inversión total en el sistema de generación del país. Para la última década, se estima una prima verde de aproximadamente 12 USD/MWh.



Inversiones en transmisión

El sistema eléctrico brasileño se divide en cuatro macrorregiones. El Noreste (NE) se destaca como la región con la mayor cantidad de inversiones en generación, albergando la concentración más alta de parques eólicos y solares del país. Casi el 50 % de toda la capacidad añadida al sistema en el caso de BAU hasta el año 2050 se encuentra en esta región (considerando todas las tecnologías). En el caso de TE, la región aglutina alrededor del 41 % de las adiciones de capacidad. La figura 5.5 presenta un esquema con la representación de las interconexiones entre las diferentes regiones.

FIGURA 5.5

Representación de las macrorregiones de Brasil y sus interconexiones



En este estudio, la modelación de las energías renovables se llevó a cabo considerando la disponibilidad de recursos regionales. El mapa de la figura 5.6 muestra la ubicación de los puntos donde existe la posibilidad de instalar parques eólicos y solares en la región NE. La fuente con la mayor cantidad de capacidad añadida es la eólica, con aproximadamente 106 GW en el caso de BAU y 110 GW en el escenario de TE. En el apéndice 5, se presenta un mapa destacando las regiones del país con mayor potencial eólico.

FIGURA 5.6

Distribución de parques eólicos y solares en Brasil

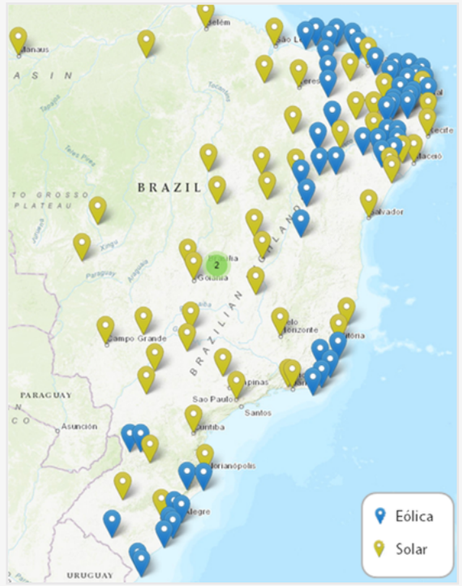


FIGURA 5.7

Distribución de parques eólicos y solares en la región Noreste de Brasil

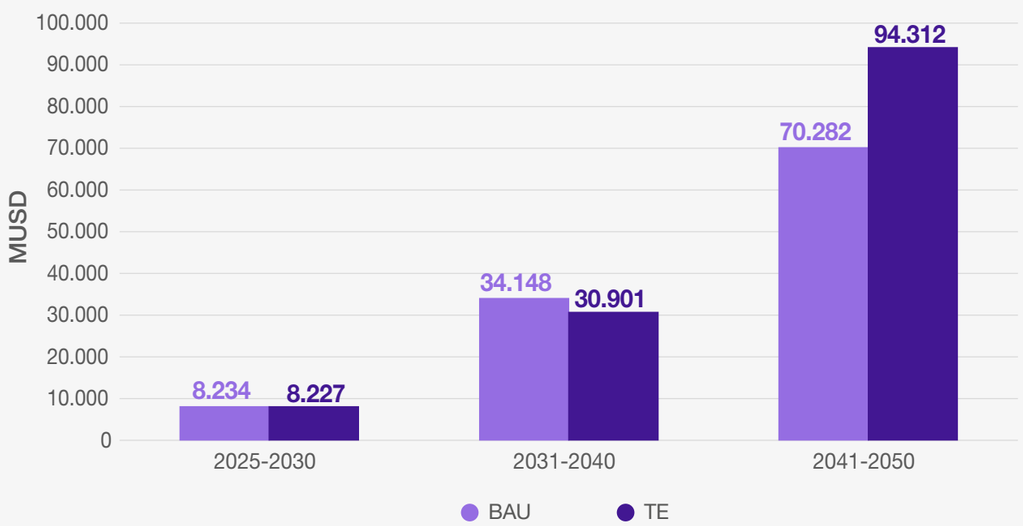


Es crucial tener en cuenta, en la planificación del sistema eléctrico brasileño, que el centro de carga nacional se encuentra en la región Sureste/Centro-Oeste. En consecuencia, una gran parte de las inversiones en transmisión se orienta a ampliar la capacidad del Noreste para exportar energía al resto del país, con especial atención a la región Sureste/Centro-Oeste.

Además de atender las interconexiones, se requiere invertir en refuerzos internos en cada una de las regiones. Aunque la mayoría de las inversiones en transmisión tienen como objetivo aumentar la capacidad de exportación del Noreste, en este estudio se realizaron estimaciones del total de líneas de transmisión necesarias para la expansión de toda la red nacional. El gráfico 5.31 muestra los resultados de la inversión total en los dos escenarios para cada década del estudio y en el apéndice 4 se presenta un cuadro con los totales de inversión en ambos casos.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión brasileño por década



Debido al considerable volumen de inversiones en generación en el Nordeste, se observa que la oferta en esa región supera ampliamente la demanda durante todos los años analizados en este estudio. Como consecuencia, la mayor parte de las inversiones en transmisión presentadas en el gráfico 5.31 tienen como objetivo principal aumentar la capacidad de exportación de la región. Esto, a su vez, contribuye a reducir los costos de operación del sistema, dado que la energía exportada proviene casi en su totalidad de las fuentes eólica y solar, cuyos costos variables unitarios son prácticamente nulos.



Inversiones en distribución

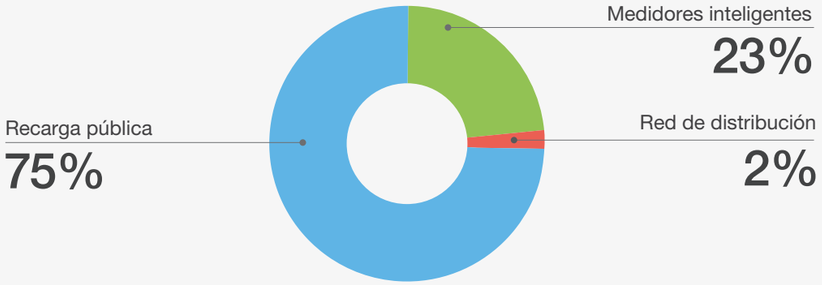
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de los costos vinculados al impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios.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

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 20.000 millones[13], distribuidos como muestra el gráfico 5.32. La composición detallada de estas inversiones se desarrolla en los siguientes subapartados.

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

GRÁFICO 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)

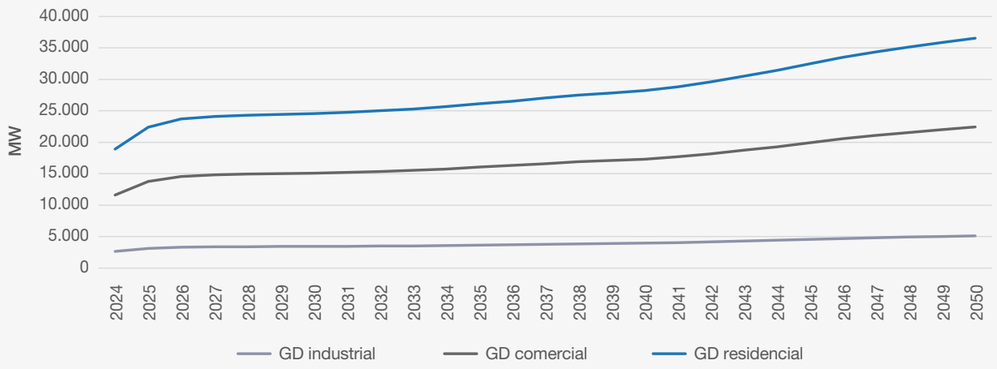


Instalación de medidores inteligentes

La GD en Brasil tendrá un crecimiento acelerado hasta 2026, año a partir del cual se observa una estabilización en las tasas de aumento para los tres sectores (industrial, comercial y residencial). Posteriormente, a partir de los años 2041-2042, la capacidad instalada se acelerará nuevamente en los sectores residencial y comercial, hasta 2050. Estos comportamientos pueden observarse en el gráfico 5.33.

GRÁFICO 5.33

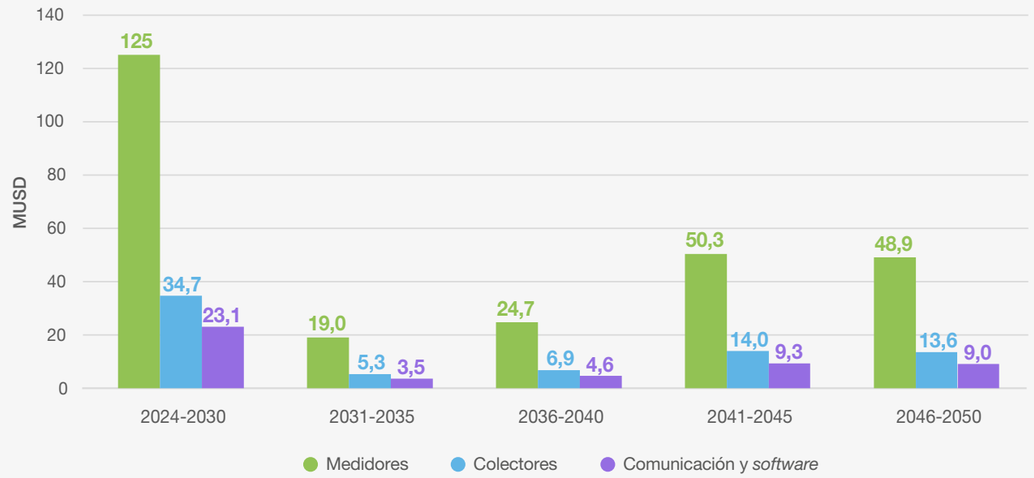
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Como consecuencia de estos desarrollos, se esperan importantes necesidades de inversión hasta el año 2030, las cuales disminuyen durante el periodo 2031-2040 por la estabilización del ritmo de instalación de la GD. Finalmente, durante la última década, hace falta continuar la financiación, pero a niveles inferiores porque el crecimiento anual de la GD es menor.

GRÁFICO 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



Inversiones en estaciones de recarga pública

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

GRÁFICO 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

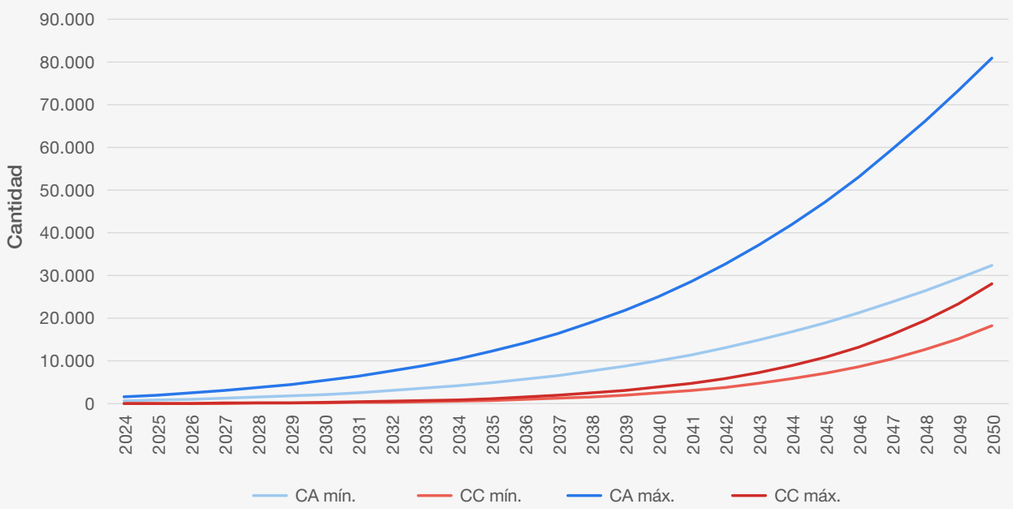
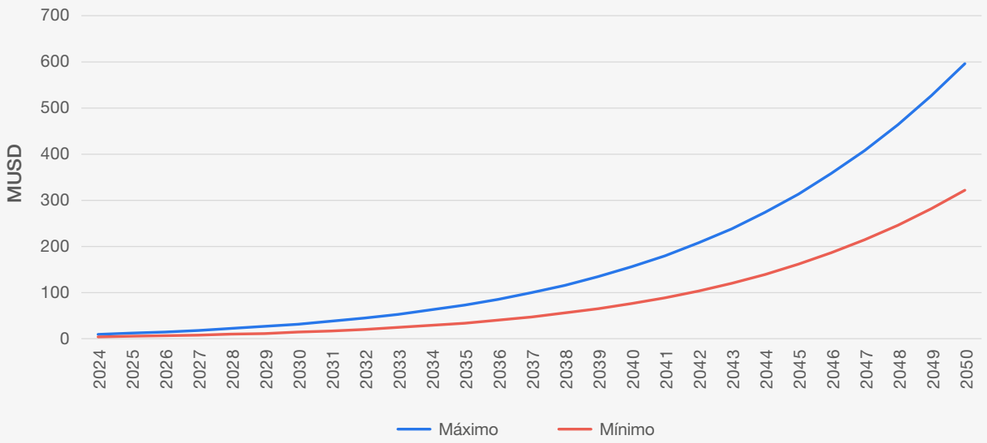


GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



Como puede observarse en el gráfico 5.36, las inversiones para la instalación de cargadores en Brasil poseen un volumen importante en ambos escenarios, principalmente debido al crecimiento esperado de esta tecnología en el país. Se observa que, desde 2037, podrían incluso superar los USD 100 millones anuales, por lo que el país debería considerar estos niveles dentro de la planificación eléctrica para absorber la demanda sin afectar al desarrollo de la electromovilidad, desplegando una red de recarga pública con capacidad suficiente. Adicionalmente:

- Los niveles de crecimiento esperados requerirán la elaboración de políticas de alcance nacional y su coordinación con los niveles estatales y municipales. La adopción de metas y estrategias facilitarán la concreción de las proyecciones estudiadas de manera ordenada.

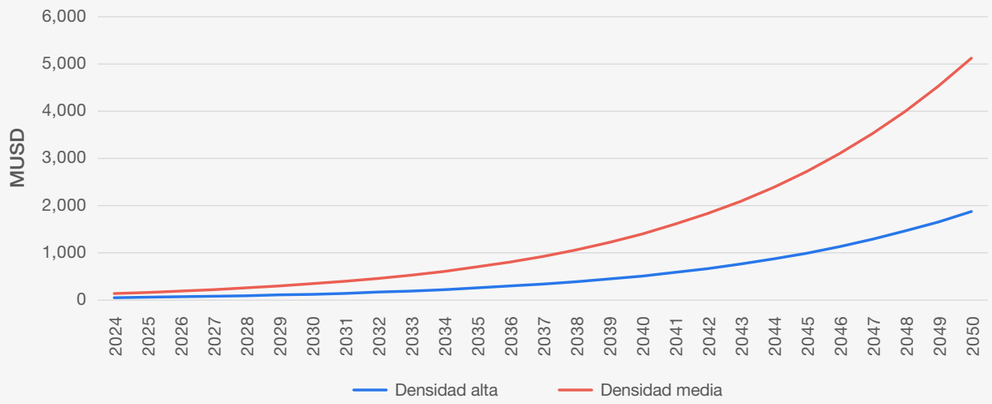
- La cantidad de vehículos eléctricos dentro de la flota de transporte más numerosa de la región habilita un análisis más profundo de la adopción de modelos que permiten la inyección de una importante cantidad de energía desde los vehículos a las redes eléctricas (conocidos por las siglas en inglés V2G, de *vehicle to grid*).

Refuerzo de la red de distribución en Argentina

Las estimaciones realizadas indican que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución, por el incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos en Brasil, pueden alcanzar los USD 350 millones anuales para 2030, USD 1.400 millones anuales en 2040 y USD 5.000 millones en 2050, los valores más altos de la región.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento exponencial, particularmente a partir de la última década, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por la electrificación del parque vehicular, como se ha indicado. Así, se alcanzan valores significativos, particularmente durante el mencionado periodo. En tal sentido, entes nacionales, como la EPE, pero también las distribuidoras, principalmente aquellas que se encuentran en las ciudades más populosas del país, deberán tener presente el impacto de la electromovilidad en los documentos de planificación y análisis de la red que emitan, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

6.



Ejes de acción en Brasil

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

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

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

Sin embargo, la participación en estas inversiones es distinta en los diferentes países, pues en algunos de ellos, la transición energética es un proceso en curso. Hay países que ya cuentan con un entorno regulatorio y de mercado propicio para recibir estas inversiones (por ejemplo, tienen un largo historial de subastas de generación renovable y de transmisión, entradas exitosas de tales infraestructuras en sus sistemas eléctricos etc.). En otros países, la inversión en estas tecnologías, aunque maduras desde el punto de vista tecnológico,

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

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

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

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

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

FIGURA 6.1

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



Se ha realizado un análisis sobre la posición del sistema eléctrico brasileño con relación a los cuatro ejes. De ese análisis se desprende que Brasil se encuentra más alineado con el eje (1) que con el (2), ya que es uno de los países con más experiencia en la organización de subastas de energía en la región,

además de contar con un mercado libre de energía robusto, que actualmente es responsable de más del 90 % de las adiciones de capacidad contratadas en los próximos 5 años (ANEEL, 2024).

Por lo tanto, una oportunidad de posicionamiento es establecer alianzas con actores locales de los sectores eólico y solar, con el fin de continuar el desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables no convencionales. La apertura del mercado libre para consumidores conectados en alta tensión a principios de 2024 también tiende a aumentar más la demanda de productos relacionados con energías limpias en el sector eléctrico de Brasil. Una estrategia comúnmente adoptada es la creación de fondos de inversión en el país, que buscan participaciones en empresas tanto del sector eólico como del solar, facilitando la construcción de los proyectos.

Además de esas dos fuentes, el país aún cuenta con un potencial significativo para el desarrollo de plantas de biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. En cuanto a estas últimas, después de la privatización de Eletrobrás (Ley 14182/2021), se creó una reserva de mercado en las subastas de energía que destina un 50 % de la demanda de la subasta para plantas de este tipo. Con contratos a largo plazo (20 años de duración), esta opción tiende a ser una fuente de ingresos de bajo riesgo.

Con relación al eje (3), se destaca la posibilidad de actuar con los agentes del sector eléctrico para el desarrollo del mercado nacional. Existe espacio para que las instituciones multilaterales se consoliden como un aglutinador de experiencias internacionales ante los órganos gubernamentales, al financiar estudios y talleres para capacitar a los agentes en temas relacionados con las nuevas tecnologías y la mejora de los procedimientos practicados en el mercado local. Un ejemplo es la creación de un mercado para servicios auxiliares, algo que se ha estado discutiendo en el sector eléctrico de Brasil, pero en el que aún tiene poca experiencia técnica, especialmente para la implementación del marco regulatorio de lo que sería un conjunto de nuevos productos en dicho sector.

En cuanto al eje (4), el país se encuentra todavía en una etapa inicial del desarrollo de su pericia en diversos campos de las nuevas tecnologías, destacando la electrificación de la flota de vehículos, el almacenamiento con baterías y el hidrógeno verde. Varias instituciones brasileñas están llevando a cabo estudios técnico-económicos para mapear los puntos necesarios para el desarrollo de estas

tecnologías. En este sentido, existe espacio para el apoyo técnico e institucional a través de proyectos de investigación y desarrollo, en colaboración con los organismos gubernamentales y las instituciones de investigación del país.

La descarbonización de la flota es un factor crucial para la transición energética de Brasil. Sin embargo, se han detectado algunas barreras para el despliegue de la electromovilidad, como la falta de una política nacional con metas y estrategias más claras, que no se limite únicamente a proyectar la tecnología. Además, el país carece de exenciones fiscales para la fabricación local de vehículos eléctricos e híbridos, lo que hace que el costo de producción nacional, que podría acelerar su incorporación a la flota, sea mayor que el de la importación. Finalmente, la escasez de puntos de recarga en la mayor parte del territorio nacional desincentiva la adopción de esta tecnología por los diversos sectores de la economía, siendo este uno de los aspectos que aún carece de un amplio apoyo técnico e institucional.

En cuanto al hidrógeno verde, la publicación del Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2) fue un primer paso importante hacia el desarrollo de la tecnología en el país. Sin embargo, para cumplir con las metas establecidas y crear nodos de producción de hidrógeno con posibilidad de exportación, es necesario definir un marco jurídico-normativo nacional para el sector y aumentar el acceso a un financiamiento competitivo a través de los bancos de desarrollo, con el objetivo de hacer viables proyectos a gran escala. Este tipo de financiamiento sería una forma efectiva de posicionarse como un impulsor del desarrollo de la tecnología en el país.

Brasil aún no ha publicado normativa técnica relacionada con las tecnologías de almacenamiento con baterías. Además, se necesita un marco claro para la remuneración de los sistemas de almacenamiento a gran escala. El Gobierno ha estado discutiendo formas de permitir una mayor presencia de esta tecnología en el país, especialmente mediante su incorporación en futuras subastas de capacidad. Se espera que la publicación de un marco regulatorio abra la oportunidad de invertir en esta tecnología de manera más amplia, tanto en sistemas de baterías independientes como en plantas solares y eólicas de tipo híbrido (cuyo marco regulatorio ya ha sido implementado en el país con la Resolución Normativa N.º 954/2021). Este es un tipo de proyecto que tiende a ocupar un lugar importante en la cartera de inversiones del sector de generación en los próximos años. El cuadro presenta un resumen de los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Brasil

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	Retornos más bajos (alta saturación) y riesgos más bajos (acuerdos de compraventa de 15 a 20 años)	Transición ya en curso (renovables con alta participación)	Mercado renovable ya desarrollado
Fortalecimiento institucional y técnico	La actividad *per se* no genera retornos inmediatos.	Importante para adaptar el entorno del mercado a la transición	Propuestas de cambios técnicos y regulatorios pasan por consultas públicas
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	Riesgos y retornos más altos (centrales híbridas, almacenamiento, etc.)	Nuevas tecnologías serán importantes como un complemento a la generación hidroeléctrica.	Aún está en discusión en el sector cómo insertar nuevas tecnologías como baterías.

Leyenda:

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

7.



Conclusiones

El análisis de las políticas energéticas en Brasil destaca el papel crucial que desempeñan las fuentes renovables, como la solar y la eólica, que han impulsado la expansión del sistema de generación, llevando al país a un estado avanzado de transición energética. Aunque Brasil ha promulgado regulaciones para fomentar la electromovilidad, persisten desafíos en el desarrollo de una política nacional sólida y en la mejora de la infraestructura.

El hidrógeno verde también ha sido tema de debate, requiriendo un marco jurídico claro y acceso competitivo al financiamiento para proyectos a gran escala. Se han implementado leyes y planes para mejorar la eficiencia energética, pero se necesita una política más clara. Además, Brasil está impulsando el desarrollo del gas natural como parte de su transición energética, enfocándose en mantener precios competitivos y abordar desafíos de infraestructura e inversión.

En el contexto del sistema eléctrico brasileño, el predominio de centrales hidroeléctricas en su matriz, con una capacidad aproximada de 110 GW, consagra esta forma de energía como la principal fuente de generación de electricidad en el país al cierre de 2023. Sin embargo, se ha evidenciado un cambio significativo en los últimos años, por el que las centrales solares y eólicas han ganado terreno en la matriz de generación, representando el 16,6 % del total (incluyendo la generación distribuida) y el 14,4 %, respectivamente.

De la proyección de expansión del sistema bajo el escenario de BAU, se destaca la persistencia de las centrales hidroeléctricas como una de las principales fuentes de generación, a pesar de que disminuye su participación al 24 % en 2050 (véase el gráfico 5.1). Estos activos demuestran su valía al proporcionar servicios diversos, que contribuyen a una integración más eficiente de las

fuentes renovables intermitentes, subrayando su papel crucial en el sistema. Este escenario supone una inversión total de USD 360.048 millones en generación.

En contraste, en el escenario de TE se establece como meta el desmantelamiento de todas las centrales emisoras de GEI. Este enfoque implica un aumento significativo en la incorporación de centrales de energías renovables, especialmente eólicas terrestres y marítimas, junto con la implementación de centrales térmicas de gas natural con tecnología de captura de carbono, principalmente en la región Sureste (véase el gráfico 5.12). Debido a esto, se observa un aumento del 44 % en el costo de inversión en generación en el caso de TE, lo que resulta en un total de USD 519.269 millones en recursos destinados a este segmento del sector.

La comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050 ofrecen una imagen de las diferencias en las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión (véase el gráfico 5.24). La retirada de las centrales térmicas determina la necesidad de invertir más en fuentes renovables en el caso de TE, especialmente en los parques eólicos. Además, se requieren mayores inversiones en sistemas de almacenamiento en el caso de TE para garantizar flexibilidad en el sistema.

Al final del horizonte se destaca la reducción de la participación de las centrales hidroeléctricas y la significativa incorporación de las plantas de fuentes renovables, sobre todo eólicas, en ambos escenarios, pero con ligeras diferencias en su proporción. En el caso de TE, contrariamente al de BAU, se observa una adición significativa de sistemas de almacenamiento y centrales térmicas con captura de carbono, que contribuyen a la capacidad firme del sistema en una situación de alta participación de fuentes renovables intermitentes (véase el gráfico 5.25).

La distribución geográfica del potencial eólico en la región Nordeste impulsa inversiones estratégicas en mejoras en el sistema de interconexiones entre esta área y la región Sureste. Este esfuerzo se dirige a facilitar la exportación del excedente de oferta del nordeste hacia el centro de carga del país, optimizando así la utilización de los recursos disponibles. Las inversiones en transmisión se estiman en un total de USD 112.663 millones en el caso de BAU y USD 133.40 millones en el caso de TE (una diferencia del 18 %).

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 75 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 15.000 millones para todo el periodo. Este es el principal componente para tener en cuenta.

Considerando que Brasil ya exhibe niveles muy bajos de emisiones en 2024, los esfuerzos para lograr la total descarbonización del sector eléctrico resultan menos onerosos que en otros países de la región. Esto se refleja en el valor de la prima verde calculada para la última década, situándose en aproximadamente 12 USD/MWh (véase el gráfico 5.30). Este indicador resalta la eficiencia y la viabilidad económica de la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y descarbonizado en el contexto brasileño.

Por último, al analizar la posición del país dentro de los cuatro ejes de acción, se observa que Brasil cuenta con un mercado de tecnologías de bajo carbono bastante desarrollado en comparación con otros países de la región. El estudio muestra muchas oportunidades de inversión en el sector eólico y solar, especialmente gracias a la apertura del mercado libre a los consumidores conectados en alta tensión, lo que tiende a aumentar la demanda de productos relacionados con la energía limpia en los próximos años. Además, se identifican diversos sectores que aún carecen de la experiencia necesaria para conducir su proceso de transición energética. Por lo tanto, nuevas acciones de capacitación y fomento de la investigación y el desarrollo pueden convertirse en estrategias válidas que ayuden a desarrollar el mercado local, generando oportunidades de negocio a medio y largo plazo.

Referencias

Abradee (s.f.). *Energía solar distribuída. O que é fake, não fato*. Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica: https://abradee.org.br/energia-solar-distribuida-o-que-e-fake-nao-fato/

ANEEL (2022). *Micro e minigeraçao distribuida*. Gobierno de Minas y Energia. https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida.

ANEEL (2023). *SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Geração [base de datos]*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao.

ANEEL (2024). *Ralie. Acompagnhamento da expansão da oferta de geração*. Agencia Nacional de Energia Eléctrica: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie

ANEEL (s. f.). *Simulação de orçamento*. https://bprsimulador.aneel.gov.br

Austin, D. (2023). Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: *Working Paper 2023-06. Working Papers 58964. Congresional Budget Office.*

Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población*). Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. https://datos.bancomundial.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=BO

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*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. https://datos.bancomundial.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=BO

Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook*, *October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. http://hdl.handle.net/10986/40363.

Banco Mundial (s. f.a). *Energy and mineral sectors strengthening Project II*. Grupo Banco Mundial. https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P170850

Banco Mundial (s. f.b). *Rio de Janeiro adjustment and sustainable development policy loan*. https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P178729

Bass, F. M. (1969). A new product growth for model consumer durables. *Management Science* 15(5).5(5), 215–227. http://www.jstor.org/stable/2628128.

Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.

BID (s.f.). *Modernización del sector eléctrico en Brasil*. Banco Interamericano de Desarrollo. https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/BR-T1529

BNDES (2023). *FG Energia*. Banco Nacional do Desenvolvimento. https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/garantias/bndes-fgenergia/bndes-fgenergia

CAISO (2021). Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California. California Independent System Operator.

CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil; Micro Henry Hub Natural Gas*. CME Group [sitio web]. Energy Futures and Options. https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products

EIA (2022). *Trends in charging infrastructure*. U.S. Energy Information Administration. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022/trends-in-charging-infrastructure

EIA (2023a). *Annual energy outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf.

EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ*). U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8

EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2020). *Plano Nacional de Energía 2050*. Empresa de Pesquisa Energética: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050

EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energía 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030

EPE (2023a). *Balanço energético nacional 2023*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023.

EPE (2023b). *Demanda e eficiência energética*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiência%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf

EPE (2023c). *Leiloes*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes

EPE (2023d). *MME e EPE lançam caderno do PDE 2032 sobre eletromobilidade*. Ministerio de Minas y Energia. https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-e-epe-lancam-caderno-do-pde-2032-sobre-a-eletrificacao-do-transporte-no-brasil

EPE (s. f.). *Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro* [base de datos]. https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/.

FMI (2023). World *economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023.

GIZ (2021). *Uso de novas tecnologias digitais para medição de consumo de energia e níveis de eficiência energética no Brasil*. https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-estudo-sobre-uso-de-tecnologias-digitais-para-medicao-de-niveis-de-eficiencia-energetica

Gobierno de Brasil (2022a). *Lei N.o 14300, de 6 de Janeiro de 2022*. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm.

Gobierno de Brasil (2022b). PL 1224/2022. Proyecto de ley almacenamiento. Câmara dos Deputados. https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2322803

Gobierno de Brasil (s. f.). *Programa Brasileiro de Etiquetagem*. https://www.gov.br/inmetro/pt-br/assuntos/avaliacao-da-conformidade/programa-brasileiro-de-etiquetagem

GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf.

Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.

H2Lac (Agosto de 2023). *Brasil anuncia Plan Trienal 2023 – 2025 del Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2)*. Plataforma para el desarrollo del hidrógeno verde en Latinoamérica y el Caribe. https://h2lac.org/noticias/brasil-anuncia-plan-trienal-2023-2025-del-programa-nacional-de-hidrogeno-pnh2/

H2Lac (s. f.). *Atlas H2LAC - Brasil*. Plataforma para el desarrollo del hidrógeno verde en Latinoamérica y el Caribe. https://h2lac.org/paises/brasil/.

Hydrogen Council (15 de Julio de 2021). *Hydrogen Council*. https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/

IBAMA (2023). *Proyectos de tecnología eólica offshore en Brasil*. https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore

IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022

IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de las Energías Renovables. https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023. https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023

Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy 65, pp*., 340-350.

McKinsey (2021). *Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo.* McKinsey & Company. https://www.mckinsey.com/br/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo

Messina, D., Contreras Lisperguer, R. y Salgado, R. (2022). Tendencias em matéria de digitalización del sector eléctrico. CEPAL. https://www.cepal.org/es/publicaciones/48104-tendencias-materia-digitalizacion-sector-electrico

Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile avanza contigo [sitio web]. https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos

MME (2022). PNH2. *Programa Nacional de Hidrogênio*. Gov.br [sitio web]. Ministerio de Minas y Energía. https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1

MME (2023). *Programa Nacional de Conservación de la Energía Eléctrica*. Ministerio de Minas y Energía. https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/procel

NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen). Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.

NREL (2023). *2023 Electricity ATB technologies and data overview. Annual Technology Baseline* [base de datos]. https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index

ONS (2024). *Sobre o SIN. O sistema em números*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros.

ONS (s. f.). *Procedimentos de rede*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes.

Our World In Data (2024). Electricity demand, 2000 to 2022. Con datos de Ember, 2024. https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand.

PNUMA (2022). El *estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el.

PSR (2024a). *OPTGEN*. https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/OptgenFolderEng.pdf

PSR (2024b). *SDDP*. https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/SDDPFolderEng.pdf

Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of America*. https://www.conservativetexansforenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf

Rogers, E. (2003). *The diffusion of Innovation*. 5ª Edición. Free Press.

Secretaría de Comunicaçao Social (4 de 7 de 2023). *Mi Casa, Mi Vida es reanudado con la entrega de 2.745 unidades habitacionales en seis estados brasileños*. Gov.br. https://www.gov.br/secom/es/ultimas-noticias/mi-casa-mi-vida-es-reanudado-con-la-entrega-de-2-745-unidades-habitacionales-en-seis-estados-brasilenos

Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*. Association for the Advancement of Artificial Intelligence Fall Symposium. Technical Report.

U.S Department of Energy (s. f.). *Electric vehicle charging stations*. Alternative Fuels Data Center. https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-stations

Urteaga, J. y Hallack, M. (2021). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe ¿por qué importa?* Energía para el futuro [blog]. Banco Interamericano de Desarrollo. https://blogs.iadb.org/energia/es/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-por-que-importa/#:~:text=La%20ef.

Verbanaz, S. (2019). *El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Zhang, F. (26 de Julio de 2013). *How fit are feed-In tariff policies?* Sustainable Energy for All [blog]. Banco Mundial. https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies

Apéndice 1

Adiciones de capacidad

CUADRO A.1.1

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Otras térmicas	Biomasa	Bombeo	Eólica marítima	Total
2024	315	382	3.426	2.840	-	436	-	-	7.399
2025	233	570	3.234	3.476	-	534	-	-	8.047
2026	155	1.059	1.304	2.001	319	332	-	-	5.170
2027	174	2.989	92	1.333	-	143	-	-	4.731
2028	242	-	4	205	-	40	-	-	491
2029	210	-	154	127	-	-	-	-	491
2030	210	1.000	3.424	86	-	-	-	-	4.720
2031	210	250	4.314	2.945	-	400	-	-	8.118
2032	210	2.344	3.571	94	-	400	-	-	6.618
2033	264	2.718	3.729	287	-	400	-	-	7.397
2034	248	2.964	4.049	754	-	400	-	-	8.415
2035	215	2.901	4.154	623	-	400	-	-	8.293
2036	442	2.033	4.433	1.069	-	400	1.000	-	9.376
2037	395	2.292	5.356	1.719	-	400	1.000	-	11.163
2038	109	2.539	5.229	1.797	-	400	1.000	-	11.074
2039	5	2.586	5.613	2.499	-	400	1.000	-	12.102
2040	151	2.415	5.096	5.642	-	400	1.820	-	15.525
2041	155	2.784	5.125	4.759	-	400	2.000	706	15.929

Continúa.

Continuación.

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Otras térmicas	Biomasa	Bombeo	Eólica marítima	Total
2042	34	2.146	5.831	6.076	-	400	2.000	1.201	17.688
2043	73	2.000	6.481	6.332	-	400	2.000	1.579	18.865
2044	15	1.417	7.646	3.154	-	400	2.000	4.332	18.964
2045	116	1.508	8.430	4.274	-	400	2.000	3.483	20.210
2046	23	2.000	6.990	3.911	-	400	2.001	4.059	19.385
2047	557	2.501	7.004	2.589	-	400	2.000	5.599	20.649
2048	1.081	2.985	6.010	680	-	400	1.999	8.988	22.143
2049	1.000	3.548	7.303	654	-	400	2.000	8.300	23.206
2050	1.000	4.538	8.733	3.750	-	400	2.000	4.412	24.833
Total	7.840	54.468	126.734	63.674	319	9.485	25.821	42.659	331.000

CUADRO A.1.2

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Fueloil	Carbón	Eólica	Solar	Nuclear	Biomasa	Gas natural (CAC)	Bombeo	Batería	Eólica marítima	Total
2024	315	382	-	-	3.426	2.840	-	436	-	-	-	-	7.399
2025	233	474	-	-	3.234	3.476	-	534	-	-	-	-	7.951
2026	155	1.016	319	-	1.304	2.001	-	332	-	-	-	-	5.127
2027	174	2.989	68	-	92	1.333	-	143	-	-	-	-	4.799
2028	242	-	-	-	4	205	-	40	-	-	-	-	491
2029	210	-	-	-	154	127	-	-	-	-	-	-	491
2030	210	-	-	-	4.031	86	-	-	-	-	-	-	4.327
2031	210	-	-	-	4.596	90	-	-	1.036	-	479	-	6.410
2032	210	-	-	-	2.619	94	-	-	2.128	-	1.000	-	6.051

Continúa.

Continuación.

Año	Hidráulica	Gas natural	Fueloil	Carbón	Eólica	Solar	Nuclear	Biomasa	Gas natural (CAC)	Bombeo	Batería	Eólica marítima	Total
2033	264	-	-	-	4.667	97	-	-	1.247	-	1.271	-	7.546
2034	248	-	-	-	4.998	187	-	-	1.489	-	2.129	-	9.051
2035	215	-	-	-	5.148	194	-	-	1.172	-	1.964	-	8.693
2036	442	-	-	-	5.458	201	-	-	1.155	2.049	-	-	9.305
2037	395	-	-	-	6.434	-	-	-	1.486	2.556	-	-	10.871
2038	109	-	-	-	5.262	-	-	-	2.201	1.944	-	-	9.516
2039	5	-	-	-	5.384	-	-	-	2.532	1.591	-	-	9.512
2040	151	-	-	-	5.069	234	-	-	3.195	1.478	-	-	10.128
2041	155	-	-	-	6.882	3.205	-	400	1.565	4.023	-	-	16.229
2042	1.034	-	-	-	7.272	388	-	400	792	5.000	-	7.305	22.191
2043	1.073	-	-	-	8.837	1.991	-	400	-	5.000	-	913	18.213
2044	1.015	-	-	-	10.325	2.176	-	400	-	5.000	-	5.042	23.958
2045	1.116	-	-	-	10.307	583	-	400	-	5.000	-	8.209	25.615
2046	1.023	-	-	-	8.968	613	405	400	-	5.000	-	9.000	25.408
2047	1.069	-	-	-	9.086	650	795	400	-	7.001	-	5.579	24.579
2048	2.081	-	-	-	9.468	2.774	-	400	-	8.000	-	9.884	32.607
2049	2.000	-	-	-	10.026	3.513	-	400	-	8.000	-	10.133	34.071
2050	2.000	-	-	-	12.807	8.202	-	400	-	8.000	-	11.501	42.910
Total	16.352	4.861	387	-	155.855	35.258	1.200	5.485	20.000	69.642	6.842	67.566	383.447

Apéndice 2

Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A.2.1

Generación mensual en el sistema brasileño en el caso de BAU

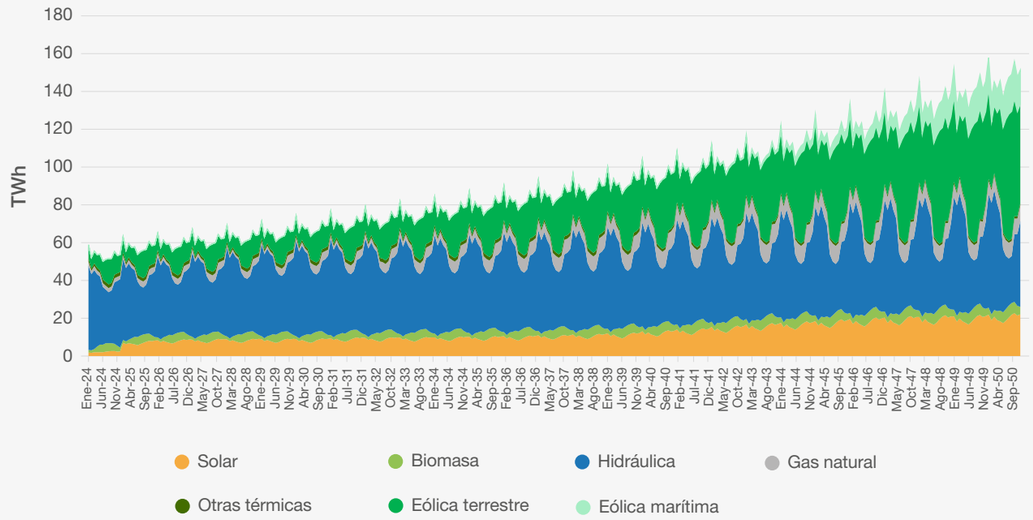
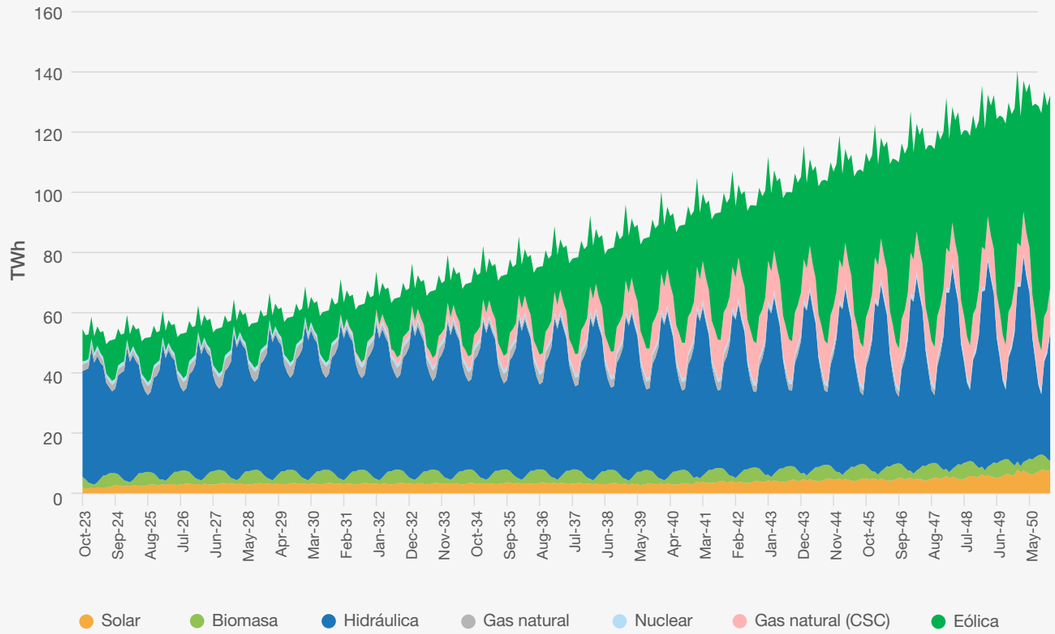


GRÁFICO A.2.2

Generación mensual en el sistema brasileño en el caso de TE



Apéndice 3

Inversiones en generación

CUADRO A.3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Brasil (en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	7.513	7.513
2025	8.262	8.146
2026	5.118	5.066
2027	5.376	5.376
2028	1.683	783
2029	755	755
2030	5.259	4.677
2031	7.638	7.564
2032	7.029	8.068
2033	7.833	8.837
2034	8.648	10.435
2035	8.446	9.662
2036	10.694	12.971
2037	12.096	15.315
2038	11.600	13.401
2039	12.105	13.041
2039	15.305	14.155
2040	16.861	20.772
2041	422	1.204

Continúa.

Continuación.

Año	Casos	
	BAU	TE
2042	17.805	34.730
2043	18.841	24.788
2044	22.324	32.747
2045	22.325	36.990
2046	21.389	38.618
2047	24.800	39.685
2048	29.772	48.250
2049	30.051	48.977
2050	28.034	55.459

CUADRO A.3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Biomasa	436	524
2024	Eólica	3.426	3.943
2024	Hidráulica	315	755
2024	Solar	2.840	2.292
2025	Biomasa	534	641
2025	Eólica	3.234	3.648
2025	Gas natural (ciclo combinado)	570	684
2025	Hidráulica	233	559
2025	Solar	3.476	2.730
2026	Biomasa	332	398
2026	Eólica	1.304	1.441
2026	Gas natural (ciclo combinado)	1.146	1.375

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2026	Hidráulica	155	373
2026	Solar	2.001	1.531
2027	Biomasa	143	171
2027	Eólica	92	100
2027	Gas natural (ciclo combinado)	3.076	3.691
2027	Hidráulica	174	418
2027	Solar	1.333	996
2028	Biomasa	40	48
2028	Eólica	4	4
2028	Gas natural (ciclo combinado)	750	900
2028	Hidráulica	242	581
2028	Solar	205	150
2029	Eólica	154	160
2029	Hidráulica	210	504
2029	Solar	127	91
2030	Eólica	3.424	3.494
2030	Gas natural (ciclo combinado)	1.000	1.200
2030	Hidráulica	210	504
2030	Solar	86	60
2031	Biomasa	400	480
2031	Eólica	4.314	4.322
2031	Gas natural (ciclo combinado)	250	300
2031	Hidráulica	210	504
2031	Solar	2.945	2.032
2032	Biomasa	400	480
2032	Eólica	3.571	3.519
2032	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2032	Gas natural (ciclo combinado)	1.344	1.612

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2032	Hidráulica	210	504
2032	Solar	94	63
2033	Biomasa	400	480
2033	Eólica	3.729	3.618
2033	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2033	Gas natural (ciclo combinado)	1.718	2.062
2033	Hidráulica	264	633
2033	Solar	287	191
2034	Biomasa	400	480
2034	Eólica	4.049	3.873
2034	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2034	Gas natural (ciclo combinado)	1.964	2.357
2034	Hidráulica	248	596
2034	Solar	754	493
2035	Biomasa	400	480
2035	Eólica	4.154	3.919
2035	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2035	Gas natural (ciclo combinado)	1.901	2.281
2035	Hidráulica	215	516
2035	Solar	623	401
2036	Biomasa	400	480
2036	Bombeo	1.000	2.250
2036	Eólica	4.433	4.138
2036	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2036	Gas natural (ciclo combinado)	1.033	1.239
2036	Hidráulica	442	1.060
2036	Solar	1.069	677
2037	Biomasa	400	480

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2037	Bombeo	1.000	2.250
2037	Eólica	5.356	4.945
2037	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2037	Gas natural (ciclo combinado)	1.292	1.551
2037	Hidráulica	395	948
2037	Solar	1.719	1.072
2038	Biomasa	400	480
2038	Bombeo	1.000	2.250
2038	Eólica	5.229	4.774
2038	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2038	Gas natural (ciclo combinado)	1.567	1.881
2038	Hidráulica	109	261
2038	Solar	1.797	1.104
2039	Biomasa	400	480
2039	Bombeo	1.000	2.250
2039	Eólica	5.613	5.099
2039	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2039	Gas natural (ciclo combinado)	1.586	1.903
2039	Hidráulica	5	11
2039	Solar	2.499	1.513
2040	Biomasa	400	480
2040	Bombeo	1.820	4.096
2040	Eólica	5.096	4.598
2040	Gas natural (ciclo abierto)	1.415	1.203
2040	Gas natural (ciclo combinado)	1.000	1.200
2040	Hidráulica	151	363
2040	Solar	5.642	3.365
2041	Biomasa	400	480

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2041	Bombeo	2.000	4.500
2041	Eólica terrestre	5.125	4.595
2041	Eólica marítima	706	1.218
2041	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2041	Gas natural (ciclo combinado)	1.000	1.200
2041	Hidráulica	155	371
2041	Solar	4.759	2.797
2042	Biomasa	400	480
2042	Bombeo	2.000	4.500
2042	Eólica terrestre	5.831	5.195
2042	Eólica marítima	1.201	2.037
2042	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2042	Gas natural (ciclo combinado)	243	292
2042	Hidráulica	34	83
2042	Solar	6.076	3.519
2043	Biomasa	400	480
2043	Bombeo	2.000	4.499
2043	Eólica terrestre	6.481	5.739
2043	Eólica marítima	1.579	2.634
2043	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2043	Hidráulica	73	174
2043	Solar	6.332	3.615
2044	Biomasa	400	480
2044	Bombeo	2.000	4.500
2044	Eólica terrestre	7.646	6.730
2044	Eólica marítima	4.332	7.103
2044	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2044	Hidráulica	15	35

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2044	Solar	3.154	1.776
2045	Biomasa	400	480
2045	Bombeo	2.000	4.500
2045	Eólica terrestre	8.430	7.377
2045	Eólica marítima	3.483	5.617
2045	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2045	Hidráulica	116	278
2045	Solar	4.274	2.373
2046	Biomasa	400	480
2046	Bombeo	2.001	4.502
2046	Eólica terrestre	6.990	6.083
2046	Eólica marítima	4.059	6.437
2046	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2046	Hidráulica	23	56
2046	Solar	3.911	2.131
2047	Biomasa	400	480
2047	Bombeo	2.000	4.500
2047	Eólica terrestre	7.004	6.062
2047	Eólica marítima	5.599	8.732
2047	Gas natural (ciclo abierto)	2.001	1.700
2047	Gas natural (ciclo combinado)	500	600
2047	Hidráulica	557	1.336
2047	Solar	2.589	1.389
2048	Biomasa	400	480
2048	Bombeo	1.999	4.498
2048	Eólica terrestre	6.010	5.174
2048	Eólica marítima	8.988	13.783
2048	Gas natural (ciclo abierto)	1.999	1.699

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Gas natural (ciclo combinado)	985	1.182
2048	Hidráulica	1.081	2.595
2048	Solar	680	359
2049	Biomasa	400	480
2049	Bombeo	2.000	4.500
2049	Eólica terrestre	7.303	6.253
2049	Eólica marítima	8.300	12.518
2049	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2049	Gas natural (ciclo combinado)	1.548	1.858
2049	Hidráulica	1.000	2.400
2049	Solar	654	341
2050	Biomasa	400	480
2050	Bombeo	2.000	4.500
2050	Eólica terrestre	8.733	7.440
2050	Eólica marítima	4.412	6.543
2050	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2050	Gas natural (ciclo combinado)	2.538	3.046
2050	Hidráulica	1.000	2.400
2050	Solar	3.750	1.925

CUADRO A.3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Biomasa	436	524
2024	Eólica	3.426	3.943
2024	Hidráulica	315	755
2024	Solar	2.840	2.292
2025	Biomasa	534	641
2025	Eólica	3.234	3.648
2025	Gas natural (ciclo combinado)	474	569
2025	Hidráulica	233	559
2025	Solar	3.476	2.730
2026	Biomasa	332	398
2026	Eólica	1.304	1.441
2026	Gas natural (ciclo combinado)	1.103	1.324
2026	Hidráulica	155	373
2026	Solar	2.001	1.531
2027	Biomasa	143	171
2027	Eólica	92	100
2027	Gas natural (ciclo combinado)	3.076	3.691
2027	Hidráulica	174	418
2027	Solar	1.333	996
2028	Biomasa	40	48
2028	Eólica	4	4
2028	Hidráulica	242	581
2028	Solar	205	150
2029	Eólica	154	160
2029	Hidráulica	210	504

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2029	Solar	127	91
2030	Eólica	4.031	4.113
2030	Hidráulica	210	504
2030	Solar	86	60
2031	Batería (4h)	479	528
2031	Eólica	4.596	4.605
2031	Hidráulica	210	504
2031	Solar	90	62
2031	Gas natural (CAC)	1.036	1.865
2032	Batería (4h)	1.000	1.089
2032	Eólica	2.619	2.580
2032	Hidráulica	210	504
2032	Solar	94	63
2032	Gas natural (CAC)	2.128	3.831
2033	Batería (4h)	1.271	1.366
2033	Eólica	4.667	4.528
2033	Hidráulica	264	633
2033	Solar	97	65
2033	Gas natural (CAC)	1.247	2.245
2034	Batería (4h)	2.129	2.257
2034	Eólica	4.998	4.780
2034	Hidráulica	248	596
2034	Solar	187	122
2034	Gas natural (CAC)	1.489	2.679
2035	Batería (4h)	1.964	2.054
2035	Eólica	5.148	4.857
2035	Hidráulica	215	516
2035	Solar	194	125

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2035	Gas natural (CAC)	1.172	2.110
2036	Bombeo	2.049	4.610
2036	Eólica	5.458	5.094
2036	Hidráulica	442	1.060
2036	Solar	201	127
2036	Gas natural (CAC)	1.155	2.079
2037	Bombeo	2.556	5.752
2037	Eólica	6.434	5.940
2037	Hidráulica	395	948
2037	Gas natural (CAC)	1.486	2.676
2038	Bombeo	1.944	4.374
2038	Eólica	5.262	4.804
2038	Hidráulica	109	261
2038	Gas natural (CAC)	2.201	3.962
2039	Bombeo	1.591	3.581
2039	Eólica	5.384	4.891
2039	Hidráulica	5	11
2039	Gas natural (CAC)	2.532	4.558
2040	Bombeo	1.478	3.326
2040	Eólica	5.069	4.574
2040	Hidráulica	151	363
2040	Solar	234	139
2040	Gas natural (CAC)	3.195	5.752
2041	Biomasa	400	480
2041	Bombeo	4.023	9.051
2041	Eólica	6.882	6.170
2041	Hidráulica	155	371
2041	Solar	3.205	1.884

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2041	Gas natural (CAC)	1.565	2.817
2042	Biomasa	400	480
2042	Bombeo	5.000	11.250
2042	Eólica terrestre	7.272	6.478
2042	Eólica marítima	7.305	12.389
2042	Hidráulica	1.034	2.483
2042	Solar	388	225
2042	Gas natural (CAC)	792	1.426
2043	Biomasa	400	480
2043	Bombeo	5.000	11.249
2043	Eólica terrestre	8.837	7.825
2043	Eólica marítima	913	1.523
2043	Hidráulica	1.073	2.574
2043	Solar	1.991	1.137
2044	Biomasa	400	480
2044	Bombeo	5.000	11.250
2044	Eólica terrestre	10.325	9.089
2044	Eólica marítima	5.042	8.269
2044	Hidráulica	1.015	2.435
2044	Solar	2.176	1.225
2045	Biomasa	400	480
2045	Bombeo	5.000	11.250
2045	Eólica terrestre	10.307	9.020
2045	Eólica marítima	8.209	13.237
2045	Hidráulica	1.116	2.678
2045	Solar	583	324
2046	Biomasa	400	480
2046	Bombeo	5.000	11.249

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Eólica terrestre	8.968	7.804
2046	Eólica marítima	9.000	14.272
2046	Hidráulica	1.023	2.456
2046	Nuclear	405	2.024
2046	Solar	613	334
2047	Biomasa	400	480
2047	Bombeo	7.001	15.752
2047	Eólica terrestre	9.086	7.864
2047	Eólica marítima	5.579	8.700
2047	Hidráulica	1.069	2.565
2047	Nuclear	795	3.976
2047	Solar	650	349
2048	Biomasa	400	480
2048	Bombeo	8.000	18.000
2048	Eólica terrestre	9.468	8.151
2048	Eólica marítima	9.884	15.158
2048	Hidráulica	2.081	4.995
2048	Solar	2.774	1.466
2049	Biomasa	400	480
2049	Bombeo	8.000	18.000
2049	Eólica terrestre	10.026	8.585
2049	Eólica marítima	10.133	15.283
2049	Hidráulica	2.000	4.800
2049	Solar	3.513	1.830
2050	Biomasa	400	480
2050	Bombeo	8.000	18.000
2050	Eólica terrestre	12.807	10.910
2050	Eólica marítima	11.501	17.058

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2050	Hidráulica	2.000	4.800
2050	Solar	8.202	4.211

Apéndice 4

Inversiones en transmisión

CUADRO A.4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de Brasil (en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	2.802	2.821
2026	4.602	4.641
2027	6.248	6.343
2028	6.419	6.518
2029	6.590	6.692
2030	8.234	8.227
2031	11.060	10.502
2032	13.364	12.649
2033	15.940	15.326
2034	18.869	18.538
2035	21.757	21.623
2036	25.021	24.924
2037	28.907	28.782
2038	32.763	32.159
2039	36.976	35.534
2040	42.381	39.128
2041	47.927	44.887
2042	54.085	52.761
2043	60.653	59.224

Continúa.

Continuación.

Año	Casos	
	BAU	TE
2044	67.255	67.726
2045	74.291	76.815
2046	81.040	85.831
2047	88.229	94.553
2048	95.938	106.124
2049	104.017	118.214
2050	112.663	133.440

Apéndice 5

Mapas de potencial renovable eólico y solar

FIGURA A.5.1

Mapa de velocidad promedia de los vientos en Brasil

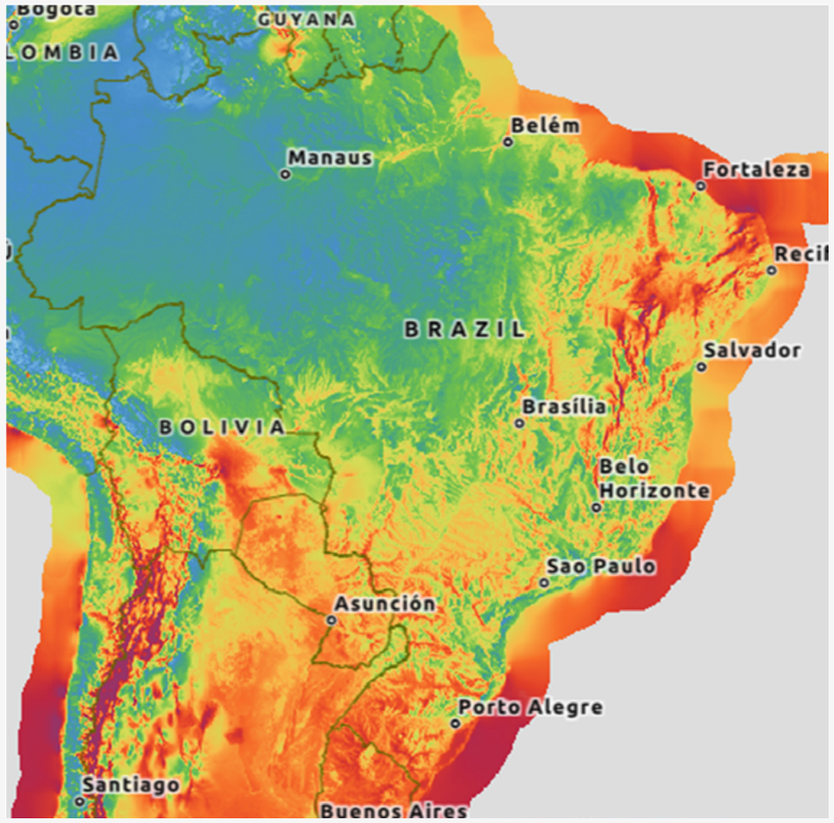
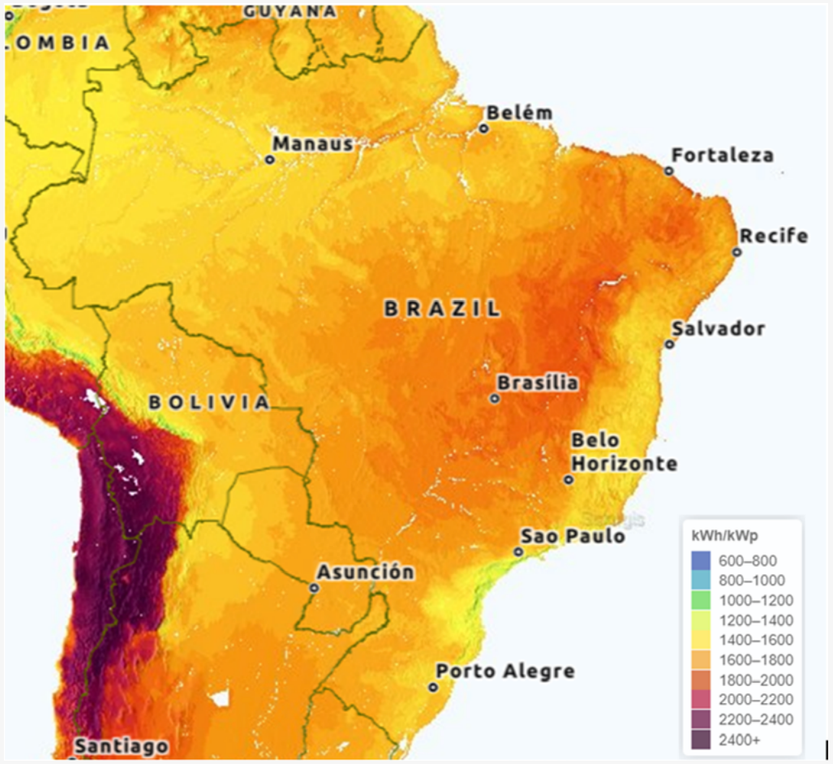


FIGURA A.5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico de Brasil



Apéndice 6

Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático[14]. Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos que confluye con la generación renovable no convencional, el despliegue de recursos energéticos descentralizados con una participación más activa de los consumidores, el desarrollo y difusión de la digitalización de los sistemas (redes y medición inteligentes) en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, almacenamiento o movilidad eléctrica). Esos y otros aspectos están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico muy diferente del que se ha conocido en las últimas décadas.

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

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

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

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

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

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



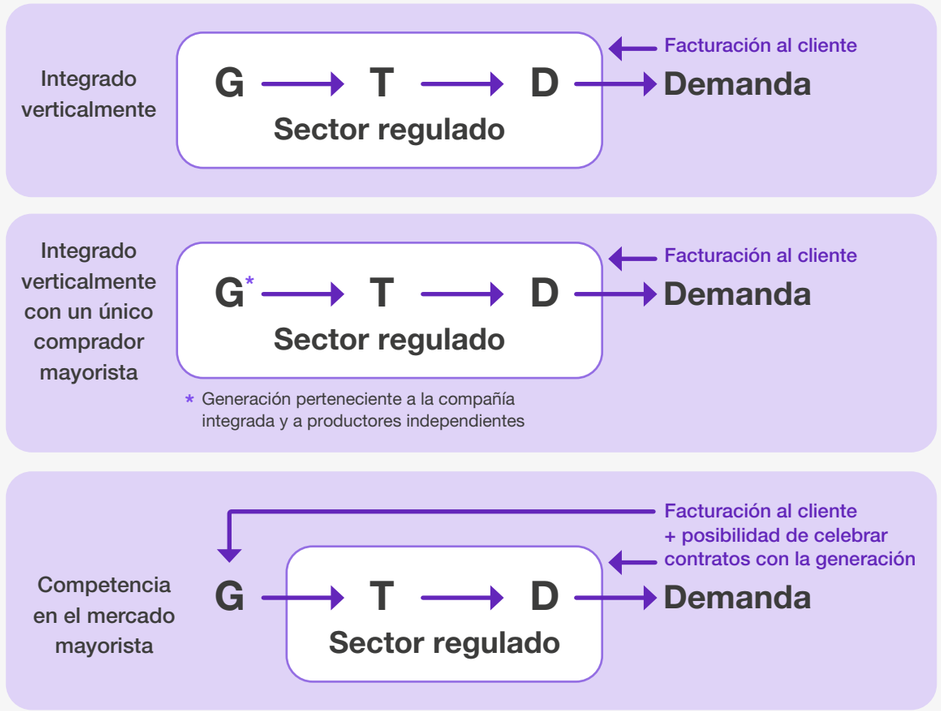
Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y el alineamiento con los objetivos de descarbonización. Para este análisis, se consideran cinco variables relevantes:

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

FIGURA A.6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



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

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

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

- El **acceso al mercado mayorista (MM) y a la red de transmisión**. Este es un factor determinante de las políticas y estrategias posibles para incrementar la participación de las fuentes renovables en el sistema central de producción y para la existencia de mercados mayoristas competitivos. Se distinguen dentro de este grupo tres tipos de acceso al mercado mayorista:
  - Exclusivo para el operador monopólico de la cadena, en estructuras integradas verticalmente.
  - A través de subastas competitivas para cualquier tipo de generación, normalmente en estructuras con comprador único.
  - A través de licencias o autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables.

  También se identifican tres tipos de acceso a la red de transmisión:
  - Libre acceso de terceros a la red en sistemas competitivos.
  - Acceso controlado a la red por parte del transportista, principalmente en sistemas de comprador único o de competencia parcial por clientes elegibles.
  - Inexistencia de oportunidades de acceso de terceros en sistemas integrados verticalmente.
- La **competencia en el mercado mayorista**. Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:

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

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

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

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

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



Segundo criterio: políticas de transición energética

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

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

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

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

- **Eficiencia energética.** Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:
  - La existencia de un plan o marco legal nacional para la promoción de la eficiencia energética.
  - La existencia de una agencia especializada en la promoción de la eficiencia energética.
  - Mandatos e incentivos para el cumplimiento de metas de eficiencia energética.
  - La existencia de normativa de etiquetado de equipamientos eléctricos.
  - La existencia de normativas de eficiencia energética en edificios.
- **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del transporte, también relevada y proyectada, muestran la necesidad de contar con elementos regulatorios que aporten incentivos para acelerar la evolución de la electromovilidad.
- **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.

- **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.
- **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, Bolivia o Venezuela, puede ser fundamental como vector en la transición energética, por lo que se ha incluido este análisis en el presente estudio.



Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

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

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

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

  - Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.

  - Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear las expectativas de los agentes y señalizar con más eficacia los objetivos de descarbonización. Este tipo de planeamiento puede verse complementado con la incorporación predefinida de fuentes renovables a través de subastas.

  - Vinculante, en sistemas integrados verticalmente y con inversión centralizada. Este tipo permite un alineamiento total con objetivos de descarbonización, pero no internaliza los beneficios de la diversidad de agentes en el sector (mejoras de eficiencia e innovación tecnológica).

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

  - Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.

  - Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban en 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es cercana al 2 % de la generación total, valor que no es destacado, pero que, sin embargo, ha sido alcanzado mediante un crecimiento sostenido del orden del 120 % anual (PNUMA, 2022). En ese sentido, un aspecto clave que se considera es la remuneración de la inyección o extracción a través de mecanismos de medición o facturación netas, orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración del suministro o consumo de energía por parte de los autoproductores.

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

Apéndice 7

Propuesta metodológica

Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

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

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

Apéndice 7 - Propuesta metodológica

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

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

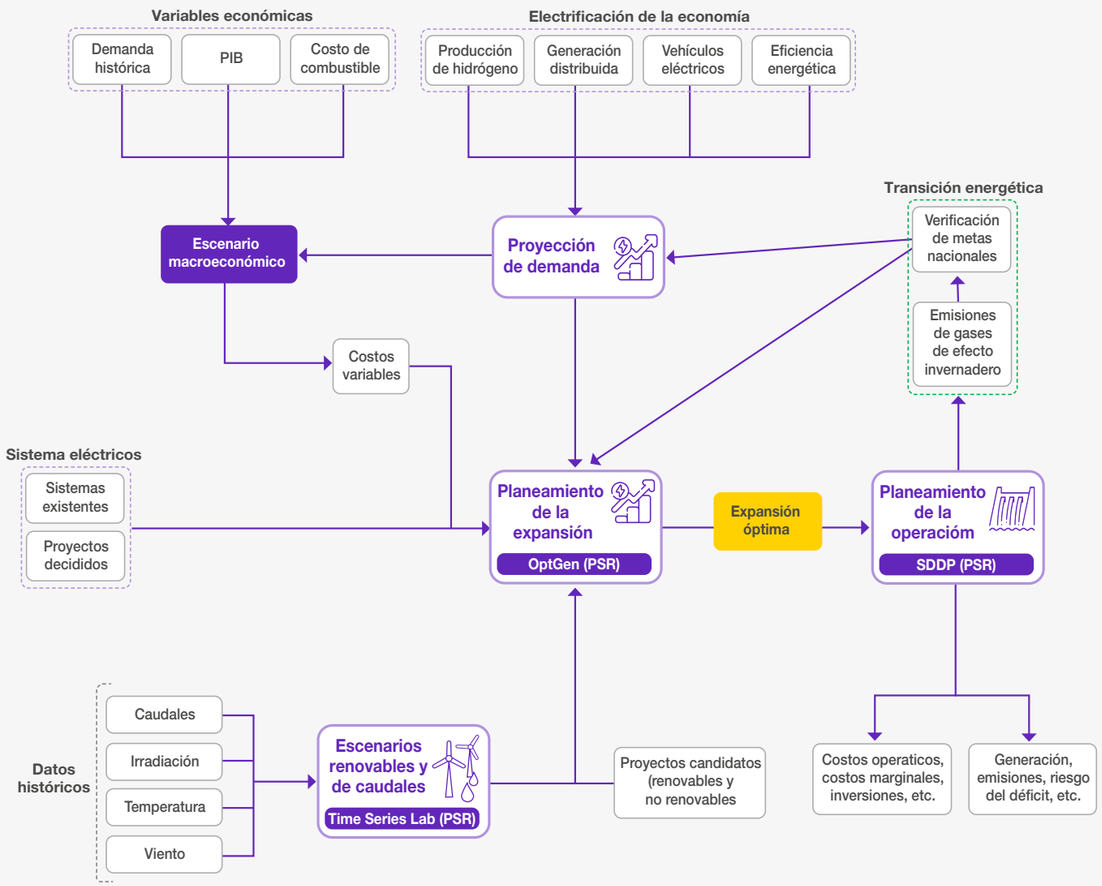
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros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

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

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

FIGURA A.7.1

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



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

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

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

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

FIGURA A.7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



Visión general de la metodología

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

Etapa 1. Escenarios de demanda

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

A. Demanda “tradicional” de electricidad

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

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

B. Demandas suplementarias

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

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

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

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

- Los programas de eficiencia energética, principalmente en el sector industrial.

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

C. Emisiones de referencia

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

Etapa 2. Equipos candidatos para la expansión de la generación

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

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

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

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

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

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

Etapa 4. Expansión óptima de la oferta en cada país

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

Función objetivo

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

- Costos de inversión en los equipos de generación, transmisión y almacenamiento.
- Valor esperado de los costos operativos, dados por la suma de los costos de producción de energía de las plantas, en su mayoría relacionados con los costos del combustible; costos de arranque de las plantas termoeléctricas; y costos variables de O&M de todas las plantas. El valor esperado se calcula para el conjunto de simulaciones operativas con los escenarios producidos en la etapa 3.
- Valor esperado de los costos de emisión de dióxido de carbono (CO_2).

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

Criterios de confiabilidad

Las fallas de suministro pueden ocurrir por problemas de suministro en la demanda de energía (MWh) o de la carga (MW). Las fallas de energía (racionamiento) en general resultan de sequías severas o problemas de suministro externo de combustible y tienen duración de semanas o meses. A su vez, las fallas de carga (apagones) resultan de quiebres de generadores o circuitos y tienen duración de algunas horas. La mayoría de los países tienen criterios de confiabilidad de suministro relacionados con uno o ambos tipos de falla.

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

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

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

Criterios de flexibilidad

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

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

Procedimiento de solución del problema de expansión

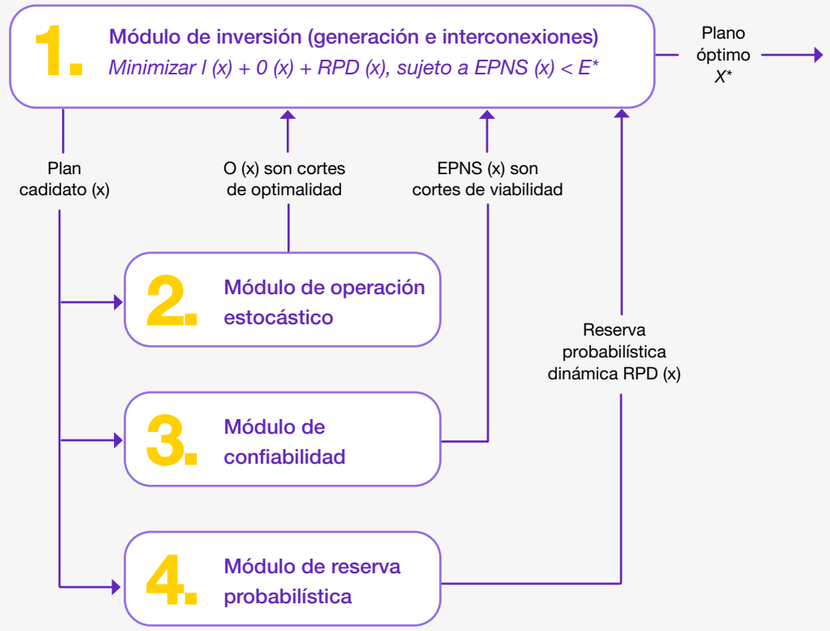
La figura A.7.3 muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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

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

FIGURA A.7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



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

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

El mismo plan de expansión x es un dato de entrada para el módulo 3, donde se calcula la confiabilidad del suministro a través de un algoritmo de simulación Monte Carlo, que representa las fallas de los equipos y la variabilidad de la producción renovable.

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

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

Etapa 5. Cálculo de la prima verde

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

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

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

Siendo:

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

TD_t: la demanda total anual, en MWh;

t: el periodo de amortización, en años;

T: el horizonte del estudio, en años;

tx_a: la tasa de descuento anual, en porcentaje.

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

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

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

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

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

Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

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

Apéndice 8

Metodología para el cálculo de los supuestos

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

Pronóstico de la demanda

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

Modelos de proyección de la demanda energética

Uno de los mayores desafíos de esta tarea es la selección del método de pronóstico que se utilizará. Con la existencia de una amplia variedad de

opciones, es necesario comprender los enfoques y su relevancia en diferentes contextos. En este subapartado, se da una breve descripción de enfoques utilizados internacionalmente y se sugiere el método de proyección de demanda usado en el presente estudio.

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

Modelo de proyección seleccionado

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

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

La elasticidad extraída del análisis econométrico se aplica a la previsión de crecimiento del PIB del FMI en el periodo 2023-2027 y una extensión dependiente del último valor del FMI y del PIB potencial estimado por el Banco Mundial para cada país.

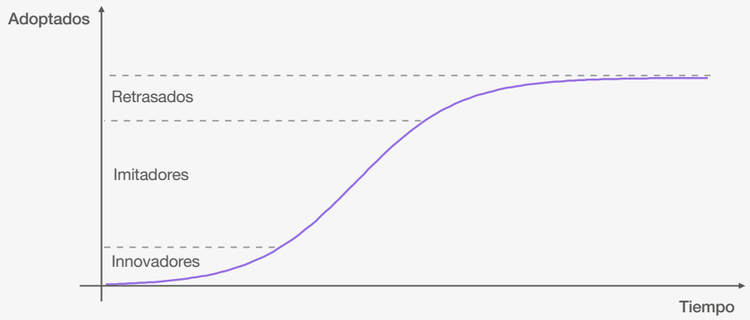
Generación distribuida

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

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

FIGURA A.8.1

Curva S de adopción



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

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

En la etapa de evaluación socioeconómica, se desea determinar quiénes tienen las condiciones técnicas y financieras para adquirir un producto, en este caso, los sistemas de generación distribuida. Como la instalación de estos sistemas requiere una inversión inicial alta, el mercado puede estar limitado a la cantidad de unidades con mayores ingresos. En la fase de estimación del mercado potencial, se calcula el número de hogares que podrían invertir en la tecnología según su atractivo económico, basado en el concepto de plazo de recuperación de la inversión (PRI). Este se considera como la metodología más adecuada para los consumidores residenciales en general (NREL, 2016; Sigrin y Drury, 2014). A partir de la definición de plazo de recuperación (*payback*), se puede determinar el mercado final como (Beck, 2009):

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

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

TD_t: la demanda total anual, en MWh;

SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

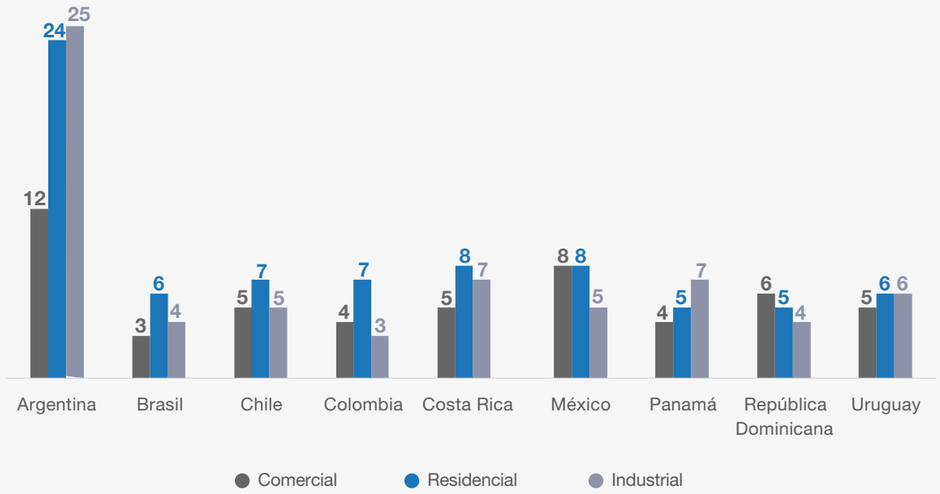
TMP: la tasa de descuento anual, en porcentaje.

Los plazos de recuperación de los proyectos dependen de las condiciones regulatorias y de cómo se valoran las tarifas en cada país. En este estudio se utilizan los valores de PRI calculados por el PNUMA (2022). En este informe

se realizó un estudio sobre la inserción de la generación distribuida en varios países de América Latina y el Caribe, evaluando el plazo de recuperación de proyectos para cada sector de la economía, así como el estado actual de los marcos regulatorios y posibles avances que inciden en la evolución del sector de generación distribuida en los países. El gráfico A.8.1 presenta los valores de plazo de recuperación calculados por el PNUMA.

GRÁFICO A.8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



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

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO[15] en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años

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

para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

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

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

$$mercado\ potencial\ final = fmm \times mercado\ potencial$$

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

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

Siendo:

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

p: el coeficiente de innovación;

q: el coeficiente de imitación.

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

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



Electromovilidad

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

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

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

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

Siendo:

F(t): la función de distribución acumulada;

p: el coeficiente de innovación;

q: el coeficiente de imitación.

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

FIGURA A.8.2

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

ETAPA 1

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

ETAPA 2

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

ETAPA 3

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

ETAPA 4

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

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

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

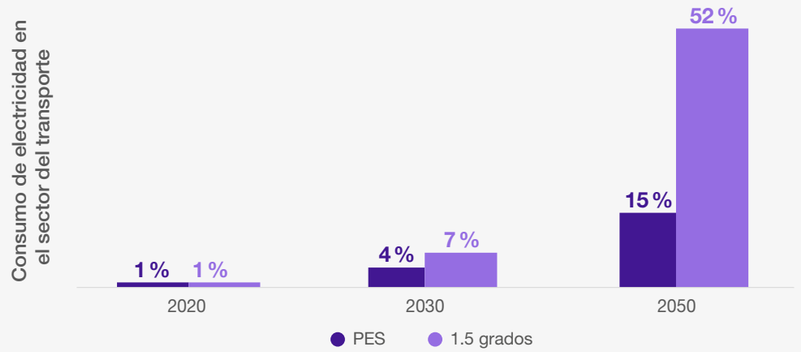
a) Escenario energético previsto (PES, por sus siglas en inglés). Es el caso base del estudio y presenta una perspectiva del desarrollo de los sistemas de energía globales de acuerdo con las visiones de los gobiernos y otros objetivos establecidos por la comunidad internacional.

b) Escenario 1,5°. Es un escenario de transición energética alineado con el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5 grados Celsius con respecto a los niveles preindustriales. Prioriza tecnologías ya disponibles que pueden volverse competitivas y contribuir a la transición energética.

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

GRÁFICO A.8.2

Consumo de electricidad en el sector del transporte



De los 18 países considerados en el estudio, solo Chile se encuentra dentro de las metas presentadas anteriormente, con el 1 % de consumo de electricidad en el sector del transporte al cierre de 2021 (fecha del último balance energético publicado). Algunos países tienen un consumo eléctrico en sus matrices de

transporte que aún no es relevante, representando entre el 0,1 % y menos del 1 %. Seis países se encuentran en esta categoría, como Brasil y México, cada uno con aproximadamente un 0,2 % del consumo de electricidad en sus sectores de transporte.

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

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

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

FIGURA A.8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA

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

Hidrógeno verde

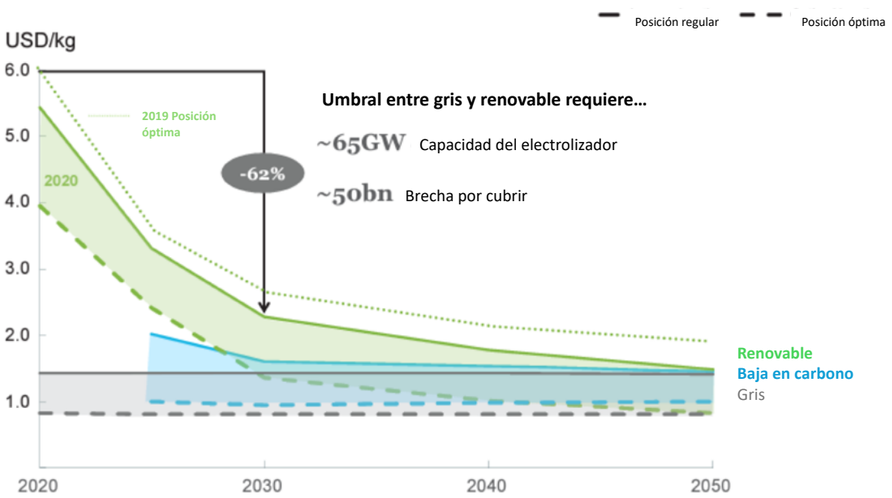
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados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

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H2V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg (Hydrogen Council, 2021)[16]. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H2V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

16 El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

GRÁFICO A.8.3

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



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

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

Utilizando estos parámetros, se realizan proyecciones para la inserción del hidrógeno en las economías de los países analizados, sea por razones

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

La inserción de H_2 puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

a) Minería. Usado como fuente de combustible para vehículos y equipos pesados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

b) Refinería. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde.

c) Siderurgia: Comparando el costo de producir hierro usando hidrógeno verde y el costo del proceso tradicional de alto horno de reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) con gas natural.

d) Fertilizantes. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde para la producción de fertilizantes.

e) Transporte de carga. Existe la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible para proveer mayor autonomía y reducir el tiempo de repostaje.

f) Red de gas. Inserción del hidrógeno verde en las redes de gasoductos existentes, formando parte de una mezcla con el gas natural.

Eficiencia energética

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

FIGURA A.8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

ETAPA 1

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

ETAPA 2

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

ETAPA 3

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

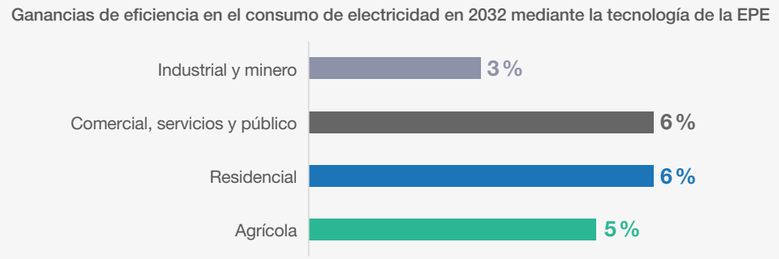
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

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

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

GRÁFICO A.8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

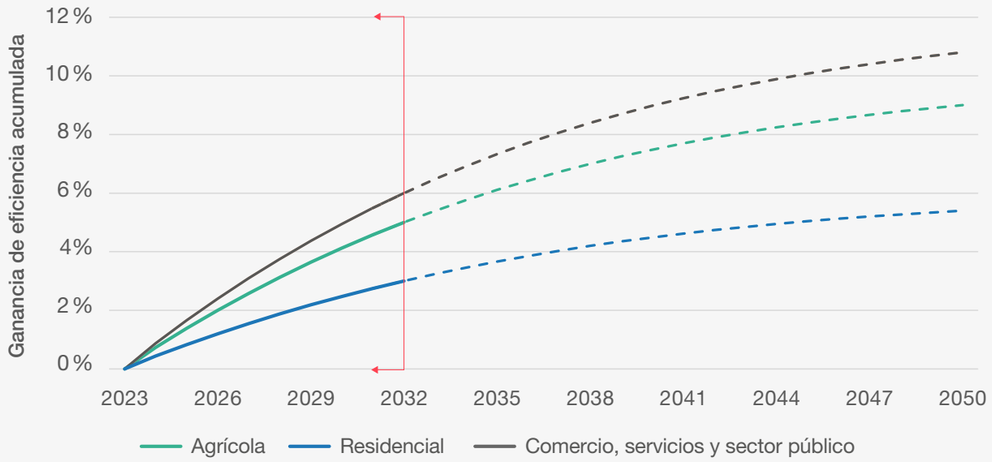


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023b).

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

GRÁFICO A.8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



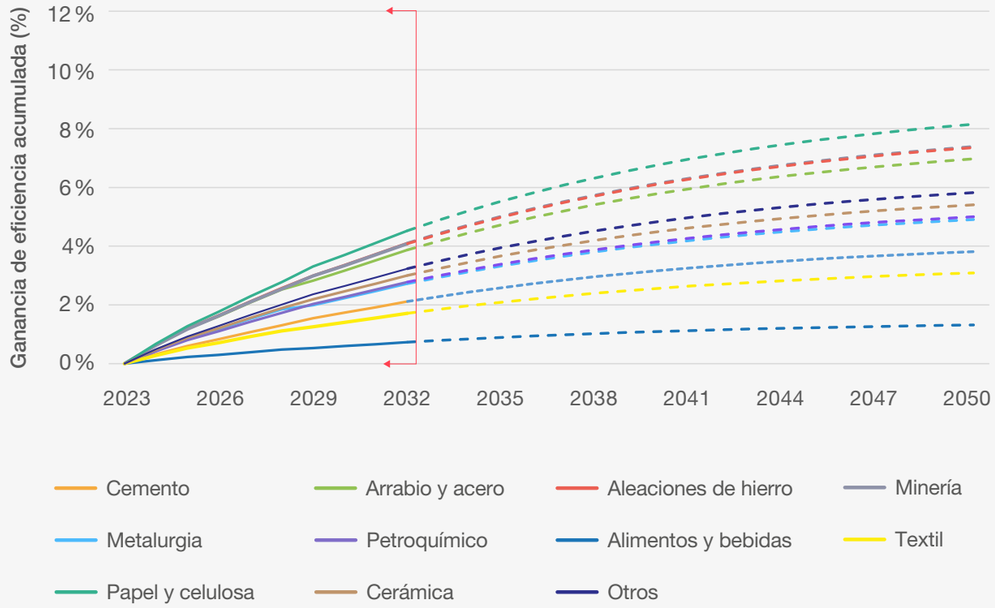
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023b).

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

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

GRÁFICO A.8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



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



Pronóstico de precios de los combustibles

Uno de los insumos relevantes con respecto a la formación de precios de energía en el modelo de despacho son los precios de los combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas. Hay muchos países integrantes de CAF cuyo parque generador de energía eléctrica es altamente dependiente de los combustibles fósiles, como el carbón, el GN o los derivados del petróleo (por ejemplo, el combustóleo o fueloil y el diésel).

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

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

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



Supuestos de oferta

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

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

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

En el caso de proyectos termoeléctricos, específicamente, la recomendación es utilizar datos de plantas térmicas típicas; por ejemplo, centrales a diésel, combustóleo, GN de ciclo abierto o combinado, carbón, biomasa y geotérmicas. Las características técnicas básicas para representar estos proyectos típicos incluyen eficiencia y costos de O&M fijos y variables, entre otros. Otro punto de gran importancia para la modelación de proyectos termoeléctricos son los precios de los combustibles (discutidos en el subapartado anterior). Al igual que se hace para los costos, se pueden utilizar referencias internacionales si no hay datos específicos de la dinámica regional.

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

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

Apéndice 8 - Metodología para el cálculo de los supuestos

Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

Este apartado presenta la metodología y supuestos utilizados para determinar las inversiones en transmisión de energía eléctrica de los países, junto con los supuestos considerados tanto para el caso de BAU como para el caso de TE. El proceso está compuesto de tres etapas principales: (i) selección de las infraestructuras de transmisión que podrán componer las expansiones de cada país; (ii) determinación de los costos de cada infraestructura (línea, subestaciones y equipos asociados); y (iii) cálculo de las inversiones requeridas.

Infraestructuras de transmisión

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

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

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

Coste de la infraestructura de transmisión

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

La principal fuente de datos utilizada en la estimación de los costos de inversión en líneas de transmisión fue el simulador proporcionado por el regulador brasileño, Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANEEL, s. f.), que constituye una rica base de datos en la cual se definen parámetros, tales como la clase de tensión, la configuración de la cadena de aisladores y el cable conductor, entre otros. De esta forma, se buscó identificar los equipos necesarios para la construcción de infraestructuras completas por nivel de tensión. El cuadro A.8.1 ejemplifica los parámetros estándares que fueron utilizados para proyectar los costos de las líneas de 500 kV.

CUADRO A.8.1

Definición de los parámetros para estimar los costos de las líneas de transmisiónen MUSD)

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

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2[17].

17 Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no fueron encontradas referencias de costo. De tal manera, se considera como costo final para esta LT una reducción de aproximadamente el 30 % del costo de la LT de 69 kV.

CUADRO A.8.2

Costos definidos para cada tipo de línea de transmisión

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

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

Cálculo de las inversiones en transmisión

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

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

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

Siendo:

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

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

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

Una vez que se estima el costo total para las líneas de transmisión y se relaciona con la proporción de inversión mencionada en el subapartado anterior entre líneas de transmisión y subestaciones, se considera también el costo para la instalación de subestaciones y los equipos asociados para cada año, resultando en la inversión total en transmisión para el horizonte de estudio.



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

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

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

Para obtener las necesidades de inversión, las estimativas de costos se han focalizado en el impacto de la transición energética en los sistemas de distribución de energía eléctrica de cada país. En particular, el análisis se centra en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y sus consecuencias, que son cuantificables. Se ha analizado:

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

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

Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

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

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

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

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

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

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

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

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

FIGURA A.8.5

Esquema típico de AMI



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

Etapa 1. Medidores Inteligentes para la inserción de GD.

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

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

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

Etapa 2. Desarrollo de componentes de una AMI típica.

- Se consideran inversiones en colectores de datos de mediciones, en proporción de 1 colector por cada 50 medidores (GTD, 2016).
- Se consideran inversiones en los enlaces de comunicaciones, necesarios para conectar los colectores con la base de datos y el *software* para la gestión de los datos.
- No fue posible estimar, debido a restricciones en el acceso a información y el ingente universo de distribuidoras abarcadas, las inversiones en los enlaces de comunicaciones necesarios para conectar los medidores inteligentes a los colectores. Dichos enlaces pueden ser instalados o actualizados dependiendo del estado actual de la red de comunicaciones que posee cada distribuidora en cada país. Las redes además pueden poseer características públicas o privadas y utilizar distintos tipos de medios físicos para transmitir la información (inalámbrico, onda portadora), hecho que genera una diversidad de posibilidades que dificulta aún más el proceso de estimación.
- Por el mismo motivo que el punto anterior, pero respecto de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, no fue posible estimar inversiones en actualizaciones o instalación de nuevos sistemas SCADA[18]. Para ello, sería necesario acceder a información sobre el estado actual de estos sistemas en cada distribuidora, sus características técnicas y la posibilidad de ampliación.

18 SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*supervisory control and data acquisition*).

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

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

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

CUADRO A.8.3

Costos considerados para la inserción de GD

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

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

Fuente: GTD (2016).

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

CUADRO A.8.4

Capacidades instaladas promedio en GD

GD industrial [kW]	GD comercial [kW]	GD residencial [kW]
51,2	30,0	6,9

Fuente: ANEEL (2022).

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

CUADRO A.8.5

Cantidad de usuarios tipo con GD por año

Año	# Industriales	# Comerciales	# Residenciales
2030	67.294	502.460	3.557.791
2040	77.348	577.526	4.089.309
2050	100.170	747.933	5.295.919

Metodología para estimar una red de cargadores públicos

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

- Las características (capacidad instalada, pérdidas y factor de utilización) de cada tipo de estación de recarga modelo considerada. Al respecto, nótese que:

- las capacidades se encuentran dentro de los límites previstos tanto por la IEA (2022) como por el Alternative Fuels Data Center (AFDC) de Estados Unidos (U.S Department of Energy, s. f.);
- las pérdidas y el factor de utilización fueron tomados de trabajos previos realizados por MRC;
- se ha asumido que esas dos variables decrecerán un 2 % por año (Austin, 2023).

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

CUADRO A.8.6

Parámetros de las estaciones de recarga

Tipo de estación	Potencia (kW)	Pérdidas	Factor de utilización	Costo por unidad (USD)
Residencial	7	5 %	40 %	2000
Pública CA	22	5 %	40 %	5600
Pública CC	60	5 %	65 %	20500

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

CUADRO A.8.7

Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

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

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

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

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

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

GRÁFICO A.8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

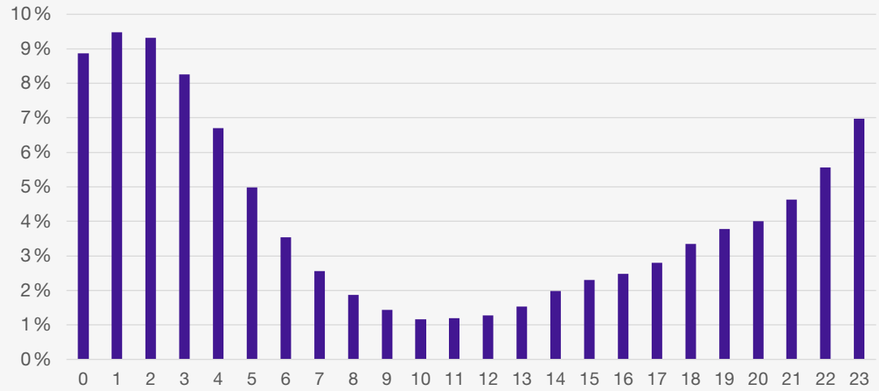
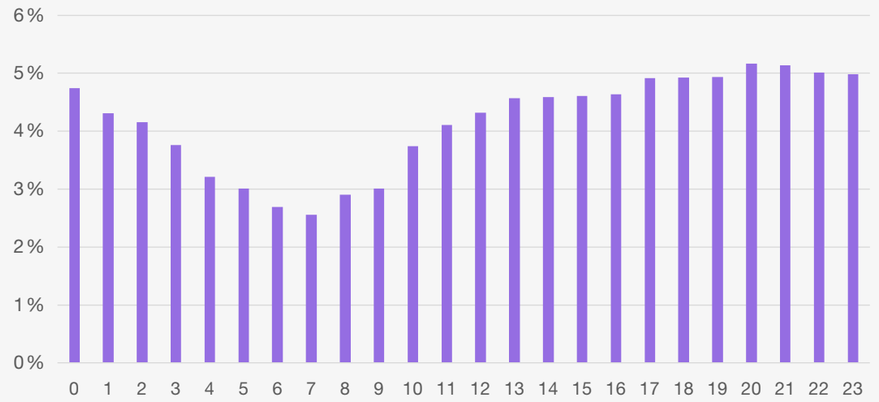


GRÁFICO A.8.8

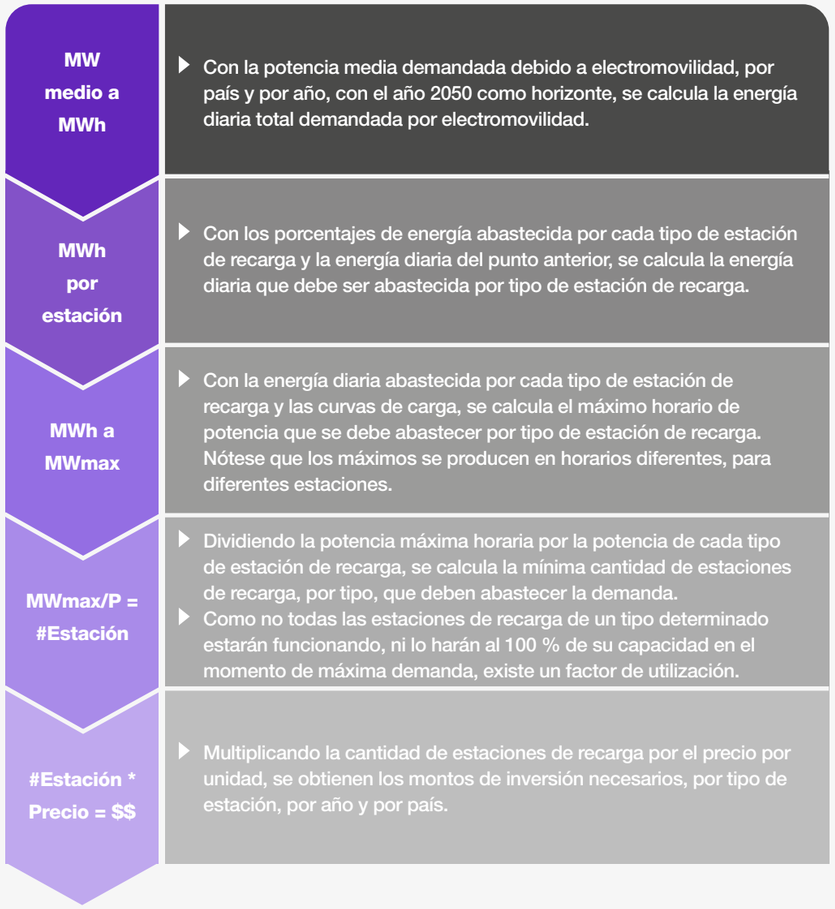
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.5, permiten estimar un monto de inversiones en estaciones de recarga pública, que deberán afrontarse como costos dentro de los sistemas de distribución.

FIGURA A.8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución

Las estimaciones de los costos que deberán afrontar las distribuidoras de los países miembros de CAF debido al incremento de la demanda por la creciente penetración de la electromovilidad se basan en la estimación de un valor unitario medio de activos de red por potencia demandada (en USD/kW). Este se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

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

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

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

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

CUADRO A.8.8

Datos de distribuidoras de Chile

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Enel	112,8	2.453.199	1.188.315	1.563,6	637,4
EEPA	107,6	57.221	29.224	38,5	672,0
EEC	77,4	16.387	14.191	18,7	1.139,5
Chilquinta	68,1	443.381	431.534	567,8	1.280,6
Litoral	62,5	28.608	37.210	49,0	1.711,4
Til Til	57,7	3.337	8.893	11,7	3.506,5
Edelmag	53,5	36.485	36.011	47,4	1.298,7
CGE	45,8	2.572.871	1.428.365	1.879,4	730,5
Emelca	35,4	2.535	7.163	9,4	3.717,9
Coopersol	33,2	464	2.375	3,1	6.734,9
Saesa	20,3	402.137	366.161	481,8	1.198,1
Edelaysén	18,4	19.668	45.013	59,2	3.011,4
CEC	14,9	36.124	13.856	18,2	504,7
CRELL	13,5	12.284	41.501	54,6	4.445,3
LuzLinares	12,1	18065	39.979	52,6	2.911,9
Frontel	11,7	148.044	340.672	448,3	3.027,8
Edecsa	10,4	18.335	15.656	20,6	1.123,5
Coopelan	7,4	18.203	42.474	55,9	3.070,2
LuzParral	7,2	20.135	43.693	57,5	2.855,3
Copelec	7,2	30.104	87.209	114,7	3.811,7
Luz Osorno	5,9	23.023	49.947	65,7	2.854,5
Coelcha	5,2	7.412	26.929	35,4	4.780,5
Cooprel	5	7.322	14.713	19,4	2.644,0
Socoepa	4,9	6.312	16.184	21,3	3.373,7
Codiner	4,5	14.067	27.618	36,3	2.583,3

Nota: Se ha aplicado una tasa de 760 pesos por dólar.MT, significa media tensión; BT, baja tensión.

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

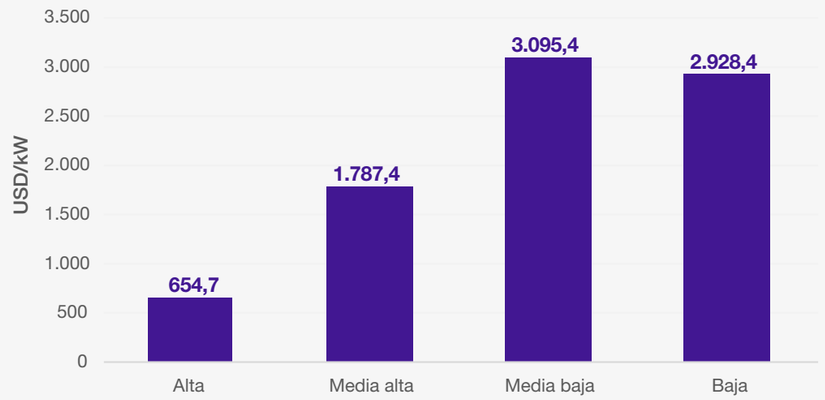
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

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

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

GRÁFICO A.8.9

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



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

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

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



BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE