

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

Paraguay

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 Paraguay

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

Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital

Antonio Silveira
Sandra Conde
Frank Vanoy
Ernesto Rimari

Coordinador de la publicación

Juan Ríos

Autores

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

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

Gestión editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

Revisión editorial y corrección de estilo

Ana Gerez

Diseño gráfico

<https://cleiman.com>

Fotografías

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

© CAF 2024

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



La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

Contexto actual y caminos para el futuro Paraguay

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Paraguay

Caracterización del país y su matriz energética	31
Marco institucional y agentes del sector	32
Caracterización del sistema de generación	33
Caracterización del sistema de transmisión	33



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	36
Estructura y funcionamiento sectorial	39
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	41
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	

Planeamiento y regulación sectorial	51
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
Iniciativas de organismos multilaterales	53



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición	56
Proyección de los precios de los combustibles	58
Proyección de los precios del gas natural	
Tecnologías candidatas para la expansión	61
Supuestos adoptados en la expansión de Paraguay	65
Demanda potencial	
Generación distribuida	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Eficiencia energética	
Demanda final	
Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo	



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Paraguay

Caso de BAU	83
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	89
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	95
Inversiones en transmisión	102
Inversiones en distribución	105
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución en Paraguay	



Ejes de acción en Paraguay

Referencias

Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

Apéndice 4: Inversiones en transmisión



Conclusiones

Apéndice 1: Adiciones de capacidad de generación

Apéndice 3: Inversiones en generación

Apéndice 5: Mapas del potencial renovable eólico y solar en Paraguay

Apéndice 6: Criterios considerados para el análisis sectorial

Apéndice 8: Metodología para el cálculo de los supuestos

Apéndice 7: Propuesta metodológica

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



Cuadro 2.1	Especificaciones de la línea de transmisión	34
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Paraguay	37
Cuadro 3.2	Proyectos de energía renovable en sistemas aislados de Paraguay	43
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	57
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	62
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	63
Cuadro 4.4	Lista de proyectos considerados	81
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Paraguay	79
Figura 5.1	Distribución de parques eólicos y solares en Paraguay	103
Figura 6.1	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	65

ÍNDICE DE GRÁFICOS



Gráfico 4.1	Proyección de los los precios Henry Hub	60
Gráfico 4.2	Proyección de precios adoptada en este estudio	60
Gráfico 4.3	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	61
Gráfico 4.4	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	64
Gráfico 4.5	Curva de costos para baterías	64
Gráfico 4.6	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	66
Gráfico 4.7	Crecimiento y proyección del PIB	67
Gráfico 4.8	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	68
Gráfico 4.9	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	69
Gráfico 4.10	Curva de adopción de la generación distribuida	70
Gráfico 4.11	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	71
Gráfico 4.12	Proyección de la demanda en el sector del transporte	72

Gráfico 4.13

Porcentaje del consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte 73

Gráfico 4.14

Consumo de electricidad en la flota de vehículos 74

Gráfico 4.15

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial 74

Gráfico 4.16

Producción de hidrógeno verde 77

Gráfico 4.17

Consumo de electricidad de los electrolizadores 77

Gráfico 4.18

Distribución de la demanda en los sectores de la economía paraguaya 78

Gráfico 4.19

Proyección de las ganancias de eficiencia 79

Gráfico 4.20

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios 80

Gráfico 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema paraguayo en el caso de BAU 84

Gráfico 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema paraguayo hasta 2050 en el escenario de BAU 85

Gráfico 5.3

Adiciones de capacidad en el sistema paraguayo en el caso BAU 85

Gráfico 5.4

Perfil de generación mensual para el año 2024 en el sistema paraguayo 87

Gráfico 5.5

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema paraguayo en el caso de BAU 88

Gráfico 5.6

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema paraguayo en el caso de BAU 88

Gráfico 5.7

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema paraguayo en el caso de TE 90

Gráfico 5.8

Evolución de la capacidad instalada en el sistema paraguayo hasta 2050 en el caso de TE 91

Gráfico 5.9

Adiciones de capacidad en el sistema paraguayo en el caso de TE 91

Gráfico 5.10

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema paraguayo en el caso de TE 92

Gráfico 5.11

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema paraguayo 93

Gráfico 5.12

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema paraguayo en el caso de TE 94

Gráfico 5.13

Perfil de la generación mensual para el año 2050 en el sistema paraguayo 94

Gráfico 5.14

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema paraguayo en los casos de BAU y TE 96

Gráfico 5.15

Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema paraguayo en 2050 97

Gráfico 5.16

Comparación de los costos marginales en el sistema paraguayo en los casos de BAU y TE 98

Gráfico 5.17	Evolución de los costos de inversión en generación	99
Gráfico 5.18	Evolución de los costos de operación	99
Gráfico 5.19	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde	101
Gráfico 5.20	Inversiones en el sistema de transmisión por décadas	104
Gráfico 5.21	Inversiones en distribución	106
Gráfico 5.22	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	107
Gráfico 5.23	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	108
Gráfico 5.24	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar al año	109
Gráfico 5.25	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	109
Gráfico 5.26	Inversiones anuales en la red de distribución	110

Abreviaciones

ANDE	Administración Nacional de Electricidad
BAU	Continuidad (business as usual)
CAPEX	Gastos de capital
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CME	Costo marginal unitario de expansión
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNEF	Comité Nacional de Eficiencia Energética
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ERNC	Energía renovable no convencional
FV	Fotovoltaica
GD	Generación distribuida
GEI	Gases de efecto invernadero
GN	Gas natural
GNL	Gas natural licuado
GW	Gigavatio
H₂	Hidrógeno
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
MM	Mercado mayorista

MOPC	Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
MW	Megavatio
O&M	Operación y mantenimiento
OPEX	Gastos operativos
Petropar	Petróleos Paraguayos
TE	Transición energética
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TWh	Teravatios por hora
USD	Dólares estadounidenses
VMME	Viceministerio de Minas y Energía

Resumen ejecutivo

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

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

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

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

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

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

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

El análisis de las políticas energéticas en Paraguay revela varias áreas de mejora. En cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), aunque existe una ley para fomentarlas, es necesario verificar su implementación efectiva para atraer inversiones privadas en tecnologías eólicas y solares.

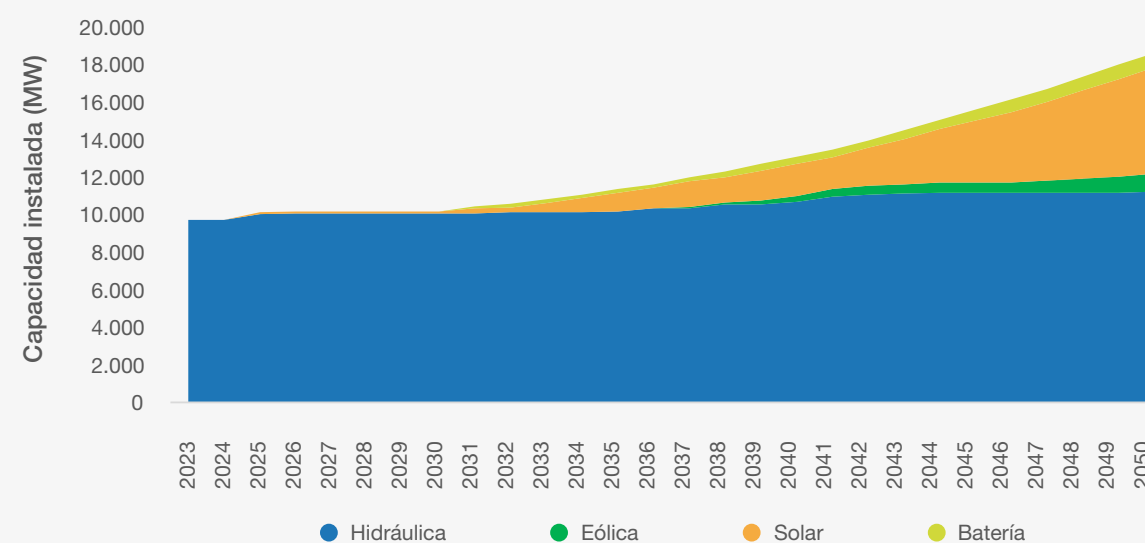
En el campo de la eficiencia energética, si bien hay un comité y un plan nacional, este necesita ser actualizado y complementado con estrategias específicas y medidas financieras y fiscales para promover su adopción. En electromovilidad, Paraguay ha establecido incentivos y promulgado leyes, pero aún falta desarrollar la infraestructura de carga y adaptar la normativa a estándares internacionales. Las redes y la medición inteligente han avanzado con proyectos piloto, pero falta un plan nacional integral a largo plazo que garantice su continuidad y expansión. Respecto al hidrógeno verde, se ha trazado una ruta para su desarrollo y se está trabajando en un marco normativo para impulsar esta tecnología. Sin embargo, está pendiente de aprobación la ley de hidrógeno que permitiría captar inversiones privadas, así como redactar regulaciones específicas y llevar a cabo la implementación de una infraestructura adecuada. La integración del gas natural (GN) como un vector de transición está siendo evaluada mediante exploraciones en el territorio nacional y la observación del mercado internacional. Es crucial fomentar la participación de combustibles de bajas emisiones en la matriz energética del país.

El sistema eléctrico de Paraguay está totalmente compuesto por centrales hidroeléctricas. Dentro de la política energética de este país, se asigna un papel importante al gas natural, promoviendo su uso seguro y confiable, especialmente en los sectores comercial, residencial y de transporte. La generación con plantas de gas natural se considera una candidata viable para reemplazar las plantas de carbón y diésel que aún están operativas. Implementar estas medidas es esencial para avanzar hacia una matriz energética más sostenible y diversificada.

En el caso de BAU, las centrales renovables eólicas poseen factores de producción considerables, con un potencial explotable concentrado en la región del Chaco, más alejado del sistema y que requiere inversiones en la red de transmisión para unirla al sistema interconectado. En este contexto, la expansión renovable presenta como protagonista la solar, ubicada en regiones más cercanas de la demanda y con mayor facilidad para la conexión al sistema de transmisión. Este escenario proyecta una gran inserción de plantas solares, junto con las eólicas, mientras que las baterías ingresan al final del horizonte temporal para compensar la intermitencia de las renovables. El gráfico 1 presenta la evolución de capacidad instalada en el sistema paraguayo hasta 2050 en el caso de BAU, en el que se estima una inversión total de 8.539 millones de dólares estadounidenses (USD) en generación.

GRÁFICO 1

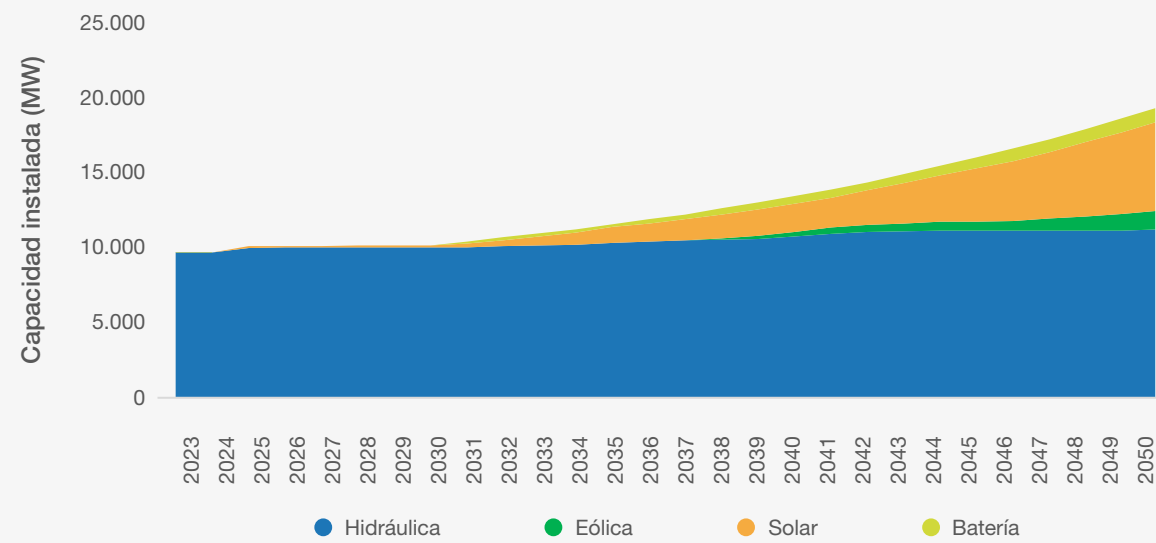
Evolución de la capacidad instalada en el sistema paraguayo hasta 2050 en el escenario de BAU



En el caso de TE, partiendo de una canasta (*mix*) energética completamente hidroeléctrica en Paraguay, las plantas renovables comienzan a incorporarse al sistema de forma más significativa a partir de la década de 2030. Esta incorporación, como se observa en el escenario base, se concentra fundamentalmente en plantas solares, con una participación limitada de las eólicas en los años finales del estudio debido a su ubicación en zonas más alejadas de los centros de carga. Además, la expansión está marcada por la inserción de tecnologías para almacenamiento, como las baterías, principalmente en la última década del período analizado.

GRÁFICO 2

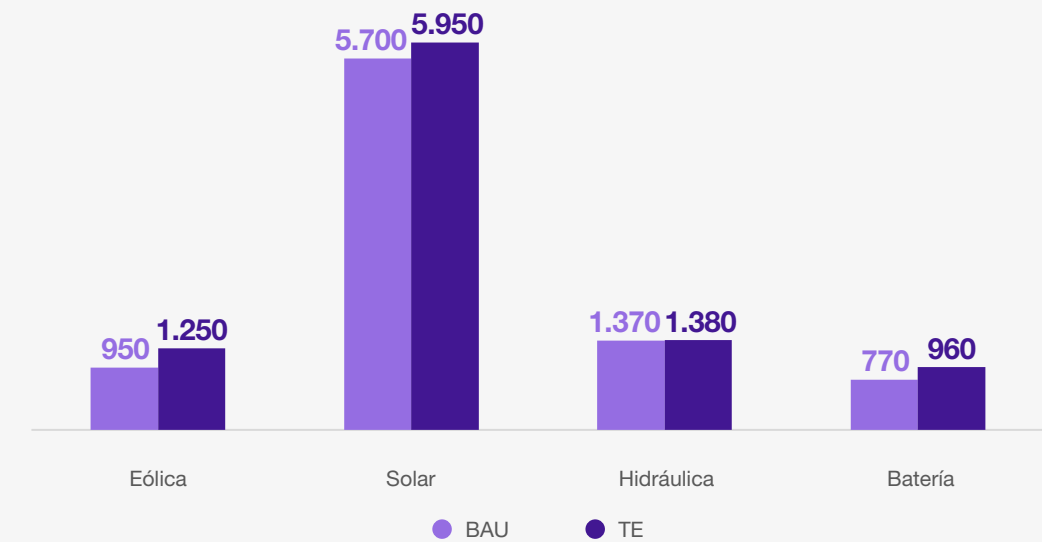
Evolución de la capacidad instalada en el sistema paraguayo hasta 2050 en el caso de TE



En el escenario de TE de Paraguay, no se consideró la posibilidad de construir nuevas plantas termoeléctricas durante el horizonte de estudio, que sí se considera en el caso base, puesto que no era competitiva frente a otras tecnologías candidatas para este país. De esta manera, la principal diferencia entre los casos de BAU y TE es la proyección de la demanda, dado el supuesto de una mayor electrificación de la flota. Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El principal punto de destaque entre el caso de BAU y el de TE es que en este último hay una fuerte inserción de tecnologías de almacenamiento, como las centrales de bombeo y las baterías, principalmente para lidiar con la intermitencia de la nueva capacidad renovable añadida al sistema. El gráfico 3 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050.

GRÁFICO 3

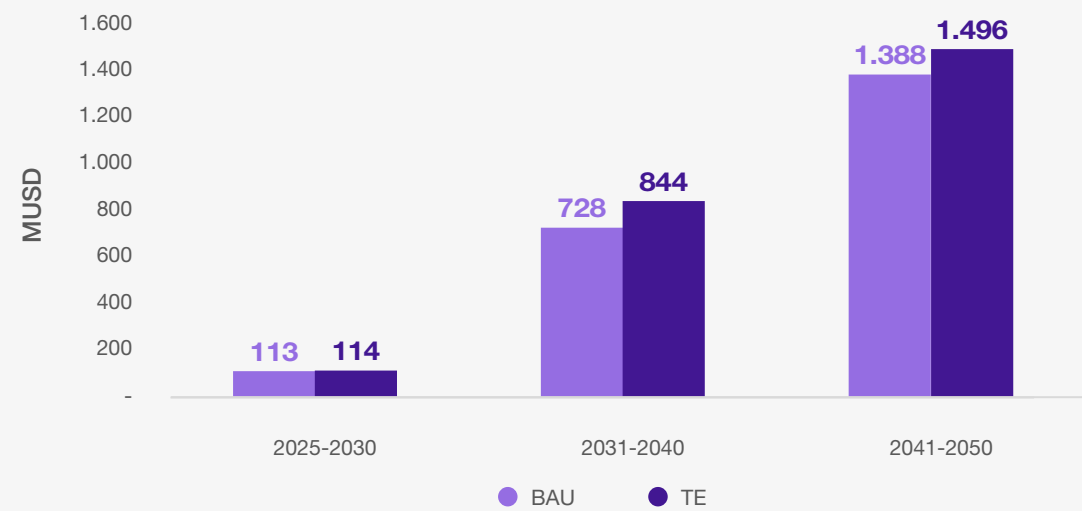
Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema paraguayo en los casos de BAU y TE



En Paraguay, se destaca una peculiaridad: las expansiones en los casos de BAU y TE son muy similares debido a la ya existente oferta considerable y renovable de energía. La tecnología más añadida después de 2030 en ambos casos es la solar. Estos parques se ubican en el centro del país, relativamente cerca de la provincia de Asunción, que concentra la mayor parte de la demanda. De esta manera, es importante tener en cuenta que, una vez que la nueva generación renovable (mayoritariamente solar) es añadida cerca del centro de carga, el nuevo esfuerzo de inversión en transmisión está centrado en el fortalecimiento de las líneas y en la conexión de la nueva oferta que será adicionada al sistema, principalmente en las dos últimas décadas del horizonte de estudio. En este periodo se observa un aumento en la inversión con la motivación de conectar la nueva oferta al sistema, transportar la energía a todos los centros de carga y fortalecer la red ya existente en el país.

GRÁFICO 4

Inversiones en el sistema de transmisión por década



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

CUADRO 1

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

CASOS	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (millones de USD)	8.539	2.229	821	11.589
TE (millones de USD)	9.172	2.454	821	12.221

Introducción



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

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

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

No obstante, el potencial existente en 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 Paraguay 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 paraguayo 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 el caso de transición energética (TE), que tiene en cuenta una expansión económica con restricciones de las emisiones en el sector eléctrico, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono, de acuerdo con los compromisos del país y otros supuestos adoptados en este informe.

Este reporte presenta los resultados de ese análisis en siete capítulos, incluyendo este primer capítulo introductorio y las conclusiones que se desprenden de ellos.

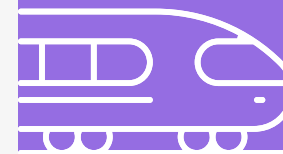
El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de Paraguay, proporcionando un resumen del marco institucional y destacando algunas características clave del sistema de generación y transmisión.

El capítulo 3 presenta un análisis de los marcos normativos en el ámbito de la electricidad en Paraguay, 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 Paraguay.

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 Paraguay, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.

2

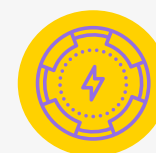
Caracterización del sistema eléctrico de Paraguay



» 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 energía eléctrica.

Síntesis del sistema eléctrico de Paraguay

- La matriz energética de Paraguay está compuesta exclusivamente por fuentes renovables de energía, que incluyen hidroeléctrica y de biomasa. Casi el 100 % de la energía producida es de fuentes hidroeléctricas.
- El país se caracteriza por interconexiones robustas y poseer dos centrales hidroeléctricas binacionales, Itaipú y Yacyretá, con capacidad instalada de 1.000 megavatios (MW) y 3.200 MW, respectivamente. Además, se distingue por ser un gran exportador de energía gracias a los altos excedentes disponibles.
- El sistema de transmisión paraguayo cuenta con cerca de 6.809 kilómetros (km) de líneas de transmisión y 95 subestaciones. Las líneas de 500 kilovoltios (kV) tienen 727 km de longitud, mientras que las líneas de 220 kV cubren 4.727 km y las líneas de 66 kV totalizan 1.355 km.



Caracterización del país y su matriz energética

Paraguay está ubicado en la zona central de América del Sur y su sistema eléctrico alcanza a toda su población, que es de 7,22 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). En 2022, tuvo un producto interno bruto de USD 38.990 millones (Banco Mundial, 2022b), que ha crecido a una tasa promedio del 2,0 % anual (teniendo en cuenta los últimos 10 años) (FMI, 2023). Desde hace algunos años viene mostrando algunos signos de crecimiento industrial a largo plazo; por ejemplo, en 2016, experimentó la mayor expansión económica de América Latina. En 2022, el país tuvo un PIB per cápita de USD 5.400 y un consumo de electricidad de 2.951 kilovatios por hora (kWh) por habitante (Our World In Data, 2024).

La matriz energética en Paraguay está compuesta exclusivamente de fuentes renovables de energía (hidroenergía y biomasa). No produce petróleo y la producción de gas natural es de carácter local y marginal, por lo tanto, no representa aporte alguno a la matriz energética nacional. Casi el 100 % de la energía eléctrica generada en Paraguay es producida en centrales hidroeléctricas. El país dispone de dos centrales hidroeléctricas binacionales (Itaipú y Yacyretá). Además, se caracteriza por ser un gran exportador de energía gracias a los altos excedentes disponibles, que han permitido destinar a la venta al exterior gran parte de la generación de los últimos años.

Paraguay tiene interconexiones robustas con dos países vecinos, Brasil y Argentina, asociadas a las hidroeléctricas de Itaipú (14.000 MW) y Yacyretá (3.200 MW) respectivamente. Además, la interconexión entre Paraguay y Argentina está compuesta por líneas con niveles de tensión de 220 kV, 132 kV y 500 kV y la interconexión entre Paraguay y Brasil se compone de líneas con niveles de tensión de 600 kV.



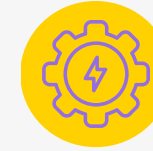
Marco institucional y agentes del sector

Las principales instituciones del mercado eléctrico paraguayo son el Viceministerio de Minas y Energía (VMME) y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE)¹.

El VMME establece y orienta la política referente al uso y el manejo de los recursos minerales y energéticos de Paraguay, además de estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país y fiscalizar el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones.

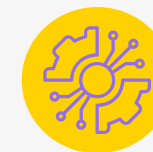
La ANDE es una institución autárquica, propiedad del Estado, pero descentralizada de la Administración pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio. Está encargada de elaborar planes y programas de desarrollo eléctrico; proyectar, construir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución eléctrica; explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o de terceros; suministrar energía a los consumidores y proporcionar servicio de alumbrado público; comprar y vender energía eléctrica dentro y fuera del territorio nacional; reglamentar todo lo pertinente a la energía eléctrica; y coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país. La ANDE es la única empresa actuante en el sector eléctrico de Paraguay y tiene el objetivo de prestar el servicio público de electricidad en todo el territorio nacional.

¹ Se puede consultar más información sobre ambas instituciones en la web del Viceministerio (<https://www.ssme.gov.py/vmme/>) y de la ANDE (<https://www.ande.gov.py/>).



Caracterización del sistema de generación

El sistema paraguayo se destaca por la alta participación de hidroeléctricas (100 %) en su matriz, con aproximadamente 8 gigavatios (GW) instalados al cierre de 2024 y una capacidad de generación mucho mayor que la demanda actual del país. En el corto y mediano plazo, está prevista la modernización o motorización de algunas de las centrales hidroeléctricas del sistema, lo que permitirá incrementar la capacidad de generación del sistema sin la necesidad de construir nuevas centrales.



Caracterización del sistema de transmisión

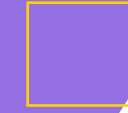
De acuerdo con el Plan Maestro de Transmisión 2021-2030, el documento más reciente puesto a disposición por la ANDE, el sistema paraguayo cuenta con cerca de 6.809 km de líneas de transmisión y 95 subestaciones. En el cuadro 3.1 se pueden ver las líneas de transmisión separadas por la cantidad de voltaje que soporta cada una.

CUADRO 2.1

Especificaciones de la línea de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
500 kV	727
220 kV	4.727
66 kV	1.355
Total	6.809

3



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas de Paraguay revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos, enumerados a continuación.

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Aunque se ha aprobado una ley y su decreto reglamentario para fomentar la generación de energía a partir de ERNC, resta verificar su implementación para incorporar tecnologías eólicas y solares y su éxito en términos de inversión privada.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Se cuenta con un comité y un plan nacional de eficiencia energética, pero este plan debe ser actualizado. Además, se evidencia la necesidad de desarrollar estrategias específicas para diferentes sectores, así como implementar medidas financieras y fiscales para promover su adopción.
- ▶ **Electromovilidad.** Se han establecido incentivos y promulgado leyes para promover la electromovilidad, pero aún se necesita reglamentar la ley y desarrollar infraestructura de carga, así como establecer normativas técnicas para adaptar la regulación a estándares internacionales.
- ▶ **Hidrógeno verde.** Se ha trazado una ruta para el desarrollo del hidrógeno verde y se está trabajando en un marco normativo. Sin embargo, aún falta la aprobación y publicación de la ley de hidrógeno, que funcione como primer elemento para captar inversiones privadas.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** Se han implementado proyectos piloto de redes inteligentes, pero falta un plan nacional integral a largo plazo para guiar el desarrollo de estas tecnologías y garantizar su continuidad.

- ▶ **Gas natural como vector de transición.** Paraguay depende de la importación de gas natural, y aún no se han identificado nuevos mercados para asegurar el abastecimiento, lo que limita su uso como vector de transición energética.

El cuadro 3.1 sistematiza el análisis realizado en este capítulo respecto al estado actual de la estructura sectorial, las políticas de transición energética y el planeamiento para acometer dicha transición en Paraguay.

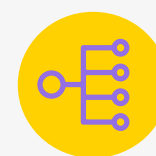
CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Paraguay

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Integrada verticalmente (ANDE).	La estructura facilita la implementación de mandatos para la consecución de objetivos de descarbonización.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM cerrado. ANDE compra y vende la energía eléctrica. Acceso al sistema de transmisión abierto a las ERNC. Se permite, además, la apertura para el mercado de exportación y para la facilitación de las interconexiones internacionales	ANDE ordena el sector según la política sectorial definida por el VMME.
	Competencia en el MM	Se encuentra habilitada para la exportación de energía y contractualmente para las ERNC.	ANDE ordena el sector según la política sectorial definida por el VMME.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo y por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo y por consumo o cargo fijo + demanda para usuarios comerciales. Cargo por consumo y demanda para las industrias.	No se identificaron brechas en términos de la estructura de cargos. No obstante, los precios de la energía en ese país difícilmente permiten recuperar los costos de los servicios, lo cual representa una brecha en términos de reflectividad

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	Ley y decreto reglamentario que regulan el fomento de las ERNC. Existencia de un plan que contiene ERNC. Inexistencia de objetivos de incorporación de otras renovables, pero existencia de previsiones. Instrumentos utilizados actualmente: licitaciones para sistemas aislados; préstamos de organismos multilaterales.	Se observan previsiones de instalación de ERNC en el Plan Maestro de Generación 2021-2040. La aplicación de los instrumentos ha demostrado ser eficaz para la construcción de nuevas instalaciones. La nueva Ley y su Decreto reglamentario promueven la participación y competencia privada en el sector.
	Eficiencia energética	Existencia de Plan Nacional y de un comité nacional que promueve la eficiencia energética. Existencia de metas cualitativas, relacionadas con la profundización y el fomento de la actividad. Instrumentos: normas de etiquetado y financiamiento multilateral de proyectos	Existencia de regulación específica con objetivos concretos y de una agencia que se encarga específicamente de cumplirlos. Aplicación de instrumentos financieros para el fomento de la inversión.
	Electromovilidad	Estrategia nacional, ley en reglamentación, con propuestas de incentivos tributarios y financiamiento.	Aplicación incipiente de medidas. Es necesaria la reglamentación de la ley para fomentar la actividad.
	Hidrógeno verde	Hoja de ruta publicada, enfocada en el transporte. Está en tratamiento un proyecto de ley para dar un marco regulatorio a la actividad.	En ampliación el alcance de la estrategia nacional. Se debe desarrollar regulación relativa a la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno.
	Redes y medición inteligentes	Existencia de una unidad técnica temporal encargada del desarrollo de recursos inteligentes.	Falta de previsibilidad a mediano y largo plazo.
	Gas natural (GN) como vector de transición	Las características naturales hacen que el GN no sea considerado un vector de transición.	Búsqueda de otras fuentes, como el hidrógeno, para actuar como vector energético de transición.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	La ANDE elabora planes maestros vinculantes.	Facilita la alineación de las políticas aplicadas con los objetivos de descarbonización. No internaliza beneficios, tales como las mejoras de eficiencia e innovación, que puedan provenir de la diversidad de agentes.
	Generación distribuida (GD) ^a	Previsiones para incorporar generación hidroeléctrica de pequeño porte. Está en redacción el marco regulatorio para la generación distribuida.	Es necesaria la publicación de un marco regulatorio para el despliegue de la GD que ayude a mitigar picos de demanda.
	Almacenamiento con baterías	Existencia de un listado de proyectos por construir. Inexistencia de un marco regulatorio para reglamentar y promocionar el almacenamiento por baterías.	Es necesaria la publicación de un marco regulatorio para el despliegue de la inversión privada en almacenamiento, particularmente en combinación con centrales solares fotovoltaicas (FV).

Nota: ^a 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 la producción de GD se consume internamente y el excedente de producción podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



Estructura y funcionamiento sectorial

► Estructura sectorial

La ANDE agrupa las funciones de ente regulador, operador del sistema y operador del mercado de electricidad.

Adicionalmente, posee el monopolio de explotación de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aunque existen entidades binacionales que actúan como agentes generadores y otras compañías de distribución de tamaño menor.

► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

El acceso al mercado mayorista (MM) en Paraguay permite la actividad privada a generadores del tipo renovable (exceptuando las hidroeléctricas), de acuerdo con la Ley 6977/2023 y su Decreto Reglamentario 1168/2024, como se detallará en el apartado “Políticas de transición energética”.

Por otro lado, los artículos 6 y 14 de la Ley 3009 estipulan que la actividad de generación eléctrica de todo tipo, tanto para el mercado de exportación como para la facilitación de las interconexiones internacionales, tienen libre acceso a la capacidad de transporte de la ANDE.

En caso de que la ANDE no disponga de la suficiente capacidad para el transporte solicitado y se requiera el refuerzo del sistema nacional de transporte, la ampliación de la capacidad de las instalaciones existentes o la construcción de nuevas instalaciones, el interesado debe pagar a esa entidad el costo de dichas obras.

Si se requiere la construcción de nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, en determinadas zonas donde la ANDE manifieste específicamente no estar interesada en la propiedad de una determinada instalación, o cuando la planta generadora del productor o transportador Independiente requiera de su propia instalación para acceder al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la ANDE, el solicitante podrá recurrir al transportador independiente licenciado o construir su propia línea de transmisión, bajo padrones aprobados por la ANDE.

► **Competencia en el mercado mayorista**

En Paraguay no había competencia en el mercado mayorista; esta solo se encontraba habilitada para la exportación de energía. En consecuencia, el incremento de la participación privada en el sector de la generación se ha visto limitado. La falta de competencia también ha restringido la posibilidad de desarrollar estrategias y soluciones innovadoras para la operación del sistema eléctrico de manera que diversifique la matriz energética y aproveche más eficientemente los recursos naturales existentes y que necesariamente se requerirán cuando la demanda supere la generación hidroeléctrica instalada actualmente.

En tal sentido, el Decreto Reglamentario 1168/2024 es un instrumento creado para solventar dicha situación, habilitándose la competencia contractual entre generadores privados que utilicen ERNC. A este respecto, se pueden ver más detalles en el apartado “Políticas de transición energética”.

Finalmente, en Paraguay no existe un mercado de servicios auxiliares, sino que estos son controlados y determinados por la ANDE.

► **Mercados locales de energía**

No se ha visualizado en Paraguay la presencia de mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

► **Transparencia tarifaria**

El cuadro tarifario analizado para Paraguay corresponde al de la empresa ANDE, encargada de la distribución en el país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por el nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo y uno por consumo.
- ▶ A los usuarios comerciales se les cobra un cargo fijo y uno por consumo, o un cargo por demanda y otro por consumo, según la categoría tarifaria.
- ▶ A los usuarios industriales se les cobra un cargo por demanda y un cargo por consumo.

Al respecto, no se identificaron brechas respecto a la estructura de costos aplicados a las distintas categorías de usuarios. Sin embargo, los precios de la energía en el país difícilmente pueden cubrir los costos de explotación del servicio, por lo cual se identificó una brecha en términos de reflectividad de los costos.



Políticas de transición energética

► **Energías renovables no convencionales**

A fines de agosto de 2023, el Parlamento paraguayo aprobó la Ley 6977, que regula el fomento y la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, no hidráulicas, entendiendo como necesaria la actualización del marco regulatorio vigente previsto en la Ley 3009/2006. Dicha ley promueve la participación privada y la libre competencia en contratos de generación con ERNC bajo las siguientes figuras:

- ▶ Autogeneración. Producción de energía eléctrica a partir de ERNC, realizada por personas físicas o jurídicas, para atender su consumo propio.

- ▶ **Cogeneración.** Producción conjunta de vapor u otra forma subsidiaria de energía con fines industriales o comerciales y de energía eléctrica a partir de ERNC.
- ▶ **Generación.** Producción de energía eléctrica para suministro a la ANDE o las concesionarias del servicio público de energía eléctrica en su área de concesión.
- ▶ **Exportación.** Producción de energía eléctrica para su venta fuera del país.

La Ley fue reglamentada vía el Decreto 1168, publicado en febrero de 2024, que define principalmente los procesos para la obtención de las licencias correspondientes y las causas para su cancelación. La importancia y lo novedoso de esta Ley y su Decreto radica en la apertura a la iniciativa privada y el fomento de la competencia, dentro de un marco de diversificación de la matriz energética a través de la incorporación de ERNC. No obstante, queda aún pendiente la definición de tarifas de referencia que deberán abonarse a quienes adquieran estas licencias² y, con ello, la efectividad de los procesos una vez que se lleven a cabo.

En términos financieros, la política energética de Paraguay (Gobierno de Paraguay, 2016) menciona distintos planes de acción de financiamiento. Uno de ellos prevé el desarrollo de la bioenergía y otras fuentes renovables no convencionales, a través de la línea de crédito de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) para proyectos de energía renovable, como una de las opciones disponibles.

Finalmente, si bien en el SIN la presencia de energías renovables no hidráulicas es prácticamente nula en la matriz energética actual³, la situación cambia radicalmente en los distintos sistemas eléctricos aislados distribuidos geográficamente en todo el territorio. El **cuadro 4.2** muestra cinco proyectos relevantes que representan 170 kW de potencia instalada.

² Función que corresponde al Gobierno paraguayo.

³ Al respecto, véase la sección dedicada a este tema en Gobierno de Paraguay (2016).

CUADRO 3.2

Proyectos de energía renovable en sistemas aislados de Paraguay


Proyecto	Organismo responsable	Capacidad instalada [kW]
Planta solar FV en zonas aisladas del Chaco paraguayo	Itaipú Binacional e Instituto Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología (INTN)	20
Parque eólico-solar en la base militar Joel Estigarribia, Chaco paraguayo	Consultoría en Energías Renovables Itaipú Binacional	Solar: 40 Eólica: 5
Parque solar FV en la base militar Pablo Lageranza, Chaco paraguayo	Consultoría en Energías Renovables Itaipú Binacional	40
Aerogenerador en la Universidad de Asunción	Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Asunción (FIUNA)	15
Plantas solares FV en 45 comunidades de la región oriental	VMME	50,4

Fuente: IRENA (2021b).

A estos proyectos se suma la firma, en agosto de 2022, de un contrato para la construcción de un parque solar fotovoltaico de 700 kW de potencia instalada, en el marco de la Licitación Pública Internacional N.º 1663/2021. El proyecto, según indica la ANDE, está destinado al abastecimiento de energía eléctrica a la comunidad del pueblo originario Yshyr, en Puerto Esperanza (distrito de Bahía Negra). El plazo de obra previsto hasta la puesta en servicio es de 15 meses.

Lo anterior se encuadra en el plan de obras especificado en el Plan Maestro de Generación 2021-2040 (ANDE, 2021a), que prevé la construcción de un conjunto de parques solares fotovoltaicos en el horizonte definido.

Se observa, entonces, que el desarrollo de energías renovables no convencionales no hidroeléctricas es aún incipiente. Se espera que la regulación recientemente emitida sea capaz de atraer inversiones que diversifiquen la matriz de generación mediante la entrada en servicio de las instalaciones previstas en el Plan de Generación.



El gas natural aún no puede ser utilizado como vector energético en la transición energética paraguaya, como sí podría serlo el hidrógeno verde o el biogás.

► Eficiencia energética

En marzo de 2011 se publicó el Decreto N.º 6377/2011 por el cual se crea el Comité Nacional de Eficiencia Energética (CNEF). Este organismo está compuesto, entre otros, por funcionarios del VMME, la ANDE, Itaipú Binacional y Entidad Binacional Yacyretá. Entre los objetivos a su cargo figuran:

- ▶ Analizar e identificar fuentes de financiamiento de proyectos de eficiencia energética.
- ▶ Analizar la implementación de medidas fiscales, financieras y tributarias que contribuyan al desarrollo de la eficiencia energética.
- ▶ Elaborar el Plan de Uso Eficiente de la Energía, atendiendo todos sus aspectos.

Respecto del último punto, la versión más actualizada disponible del Plan corresponde al año 2015 (Gobierno de Paraguay, 2015), que posee cinco ejes sobre los cuales se basa la política de eficiencia energética del país. Estos son:

- ▶ La elaboración de instrumentos legales que faciliten la aplicación y continuidad del Plan.
- ▶ El desarrollo de estrategias sociales y educativas que resalten la importancia de la eficiencia energética.
- ▶ La priorización y ordenamiento en la implementación de los programas definidos y elaborados.
- ▶ La realización de diagnósticos y auditorías energéticas en diversos subsectores.
- ▶ El desarrollo de instrumentos de seguimiento y medición del impacto de las acciones tomadas.

En este marco, se han implementado diferentes iniciativas destinadas a cumplir con las políticas previstas:

- ▶ En 2016, CAF publicó el documento *Eficiencia energética en Paraguay: Identificación de oportunidades*, el cual, luego de hacer una revisión exhaustiva de las políticas de eficiencia energética vigentes en ese país, selecciona de una lista previamente armada las medidas más atractivas

que se pueden aplicar en el sector hotelero, comercial e industrial (CAF, 2016). El análisis es complementado mediante el estudio de la factibilidad técnica y económica de cada una de estas medidas, proponiendo también una metodología de cuantificación del impacto.

- ▶ En 2018, se aprobó un proyecto para el financiamiento de proyectos de inversión en eficiencia energética en pequeñas y medianas empresas industriales por un monto de USD 57 millones⁴.
- ▶ Organismos multilaterales colaboraron en el año 2019 con el VMME en la homogenización de la metodología para la elaboración del balance nacional de energía útil.
- ▶ El proyecto de cooperación triangular Energía Asequible y Sustentable para Paraguay. La Política Energética Nacional incluyó entre sus entregables una guía para la implementación de etiquetados de aires acondicionados, por un lado, y un análisis de instrumentos de política pública para incentivar la incorporación de tecnologías energéticamente eficientes en el sector residencial, por el otro.

Pueden observarse en Paraguay tres componentes importantes para el desarrollo de la eficiencia energética en el país. En primer lugar, existe una agencia encargada de diseñar, aplicar y monitorear medidas de eficiencia energética; en segundo lugar, existe un plan nacional de eficiencia energética, el cual, si bien se encuentra desactualizado, detalla líneas de acción y objetivos en la materia; en tercer lugar, existen iniciativas e instrumentos que se aplican a sectores específicos, como el hotelero o el industrial.

▶ Electromovilidad

Paraguay publicó en 2021 la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (Gobierno de Paraguay, 2021a), que contiene una visión sobre esta temática para el año 2030 e incluye objetivos como el desarrollo de la regulación en el área, la construcción de infraestructura de carga y la promoción e implementación de instrumentos financieros para el despliegue de la electromovilidad.

⁴ Mencionado en IRENA (2021).

En línea con la Estrategia Nacional, a finales de octubre de 2022, el Congreso sancionó la Ley 6925 de incentivos y promoción del transporte eléctrico en Paraguay, que establece un marco normativo para fomentar la electromovilidad y busca fortalecer las políticas públicas que incentivan el uso y desarrollo de estas tecnologías.

Para lograr esos objetivos, la Ley, actualmente en reglamentación, prevé una serie de instrumentos, que se resumen a continuación:

- ▶ El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) debe formular y ejecutar el Plan Nacional de Transporte Eléctrico, estableciendo y verificando el cumplimiento de metas.
- ▶ Se crea el Fondo de Promoción del Transporte Eléctrico, abastecido a través del 10 % de lo recaudado con el impuesto al consumo de distintos combustibles, como nafta o gasoil.
- ▶ Se establecen, por diez años, exoneraciones a los impuestos a la importación y el valor agregado (IVA) tanto para los vehículos eléctricos y sus repuestos como para las estaciones de carga.
- ▶ Se exhorta al MOPC a desarrollar redes de carga en municipios con más de 60.000 habitantes.

El contexto muestra una incipiente pero clara dirección hacia el desarrollo de la electromovilidad en el país. A lo mencionado, se suma el inicio de actividades del Consejo Estratégico de Movilidad Eléctrica, creado por el Decreto 8840/2023 con el objetivo de implementar la Estrategia Nacional (Gobierno de Paraguay, 2023), en primer lugar; los desarrollos en redes de carga encarado por el Parque Tecnológico Itaipú Paraguay (PTI-PY), en segundo lugar, y la redacción de la normativa técnica asociada, en tercero.

Por lo tanto, las brechas observadas tienen que ver con la continuación de la emisión de normativa técnica para adaptar la regulación local a los estándares internacionales a fin de permitir la importación de vehículos, estaciones de recarga y repuestos, entre otros.

► Hidrógeno verde

El Viceministerio de Energía y Minas publicó en junio de 2021 la Ruta del Hidrógeno del país (Gobierno de Paraguay, 2021b), clasificando a este combustible como un vector energético indispensable para el cumplimiento de las metas especificadas en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN).

Allí, se indica que los excedentes de electricidad con los que cuenta Paraguay, sumados a la competitividad de los precios de la energía eléctrica, viabilizan la producción de hidrógeno verde a gran escala, con proyecciones que muestran un precio de 2,2 USD/kg, valor competitivo para el mercado de exportación.

También se hace notar que es el sector del transporte el principal nicho para la introducción de esta tecnología, dado que el consumo de derivados de petróleo (diésel, gasolina para motor, gas licuado, combustible para aviación y fuel) tiene una participación levemente superior al 40 % en el consumo energético nacional, según el Balance Energético Nacional presentado por el país. En consecuencia, si se tiene en cuenta la meta planteada de reducir el 20 % el consumo de fósiles para 2030, se calcula que haría falta una capacidad instalada de 600 MW adicionales en energías limpias para lograr la producción del hidrógeno verde necesario para efectuar la transición de un combustible a otro.

Como la hoja de ruta publicada está principalmente direccionada al sector del transporte, el país se encuentra actualmente trabajando en un nuevo documento, que abarque la posibilidad de insertar este combustible en distintas áreas de la economía, como, por ejemplo, la industria. Adicionalmente, el proyecto de Ley de Hidrógeno, que establece el marco normativo para las actividades relativas a la producción, uso, comercialización, almacenamiento, transporte, distribución y exportación de este producto, se encuentra en estudio en el Parlamento, según precisiones del VMME. En consecuencia, la captura de las inversiones privadas necesarias para el desarrollo de la actividad está en gran parte supeditada a la aprobación y publicación de la Ley.

► Redes y medición inteligentes

La Política Energética Nacional 2040 (Gobierno de Paraguay, 2016), publicada en 2016, previó la ejecución de un Plan Piloto de Redes Inteligentes con el

objeto de modernizar la operación y los recursos disponibles en la red de transmisión, distribución y generación del país.

Actualmente, y en concordancia con lo anterior, la ANDE posee una Dirección Ejecutiva de Proyectos de Redes Inteligentes, de carácter temporal, que se encarga del desarrollo de estas tecnologías en Paraguay. Dicha Dirección ha publicado, en su Plan Operativo Anual 2023 (ANDE, 2023), proyectos en curso y por realizar dedicados a tres áreas específicas:

- ▶ La instalación de medidores inteligentes.
- ▶ La implementación de un sistema de gestión integral de distribución.
- ▶ La implementación de proyectos variados con aplicación de tecnologías informáticas en Centros de Operación de Transmisión y de Generación.

En las tres áreas se han registrado avances durante los últimos años. Un ejemplo de ello es la adquisición del Sistema de Gestión de Fuera de Servicio⁵, como parte del segundo de los puntos citados. No obstante, la penetración de la medición inteligente en Paraguay es aún incipiente.

Se observa, en consecuencia, la existencia de una unidad técnica encargada del desarrollo de redes inteligentes en el país, con métodos de control y publicación de indicadores de avance, además de la implementación de instrumentos financieros para la adquisición de la tecnología necesaria⁶. Por el contrario, no se visualiza un plan nacional integral con objetivos de mediano y largo plazo, que permita visibilizar cuáles son esos objetivos y la línea de acción para lograrlos, además de verificar la continuación de la estructura actualmente existente, dado el carácter temporal de la unidad encargada.

► Gas natural como vector de transición

El Plan Nacional de Generación 2021-2040, publicado por la ANDE (2021a), explica que el desarrollo de las exploraciones hasta la obtención de reservas probadas de gas en Paraguay podría demorar décadas. En consecuencia, la

⁵ Consiste en una base de datos en un Sistema de Información Geográfica, que permite mejorar la administración y resolución de los incidentes que pudieran ocurrir en el sistema de distribución. Mayor detalle se encuentra en <https://www.ande.gov.py/interna.php?id=5452>.

⁶ Por ejemplo, el implementado en Barrio Vila Morra, en Asunción (ver la web de la ANDE: <https://www.ande.gov.py/interna.php?id=10572>).

empresa estatal Petróleos Paraguayos (Petropar) garantiza el abastecimiento de este combustible natural mediante dos caminos. El primero es en virtud de contratos de provisión y de fletes fluviales realizados por los proveedores en la zona del río Paraná Guazú (Argentina), desde donde las empresas adjudicadas asumen la custodia y el traslado de la carga hasta el puerto de Petropar, en Villa Elisa, a orillas del río Paraguay. Por este medio, el país adquiere principalmente gas natural licuado (GNL) proveniente de Argentina. El segundo es en virtud de los contratos firmados con el Gobierno de Bolivia, con transferencia de combustible iniciada en 2016. El transporte terrestre se realiza en camiones que depositan el GNL en Villa Elisa.

Según indica Petropar (s. f.), esta empresa realiza operaciones de almacenamiento de gas licuado del petróleo a fin de garantizar una reserva

nacional del citado producto en los meses críticos de invierno, para lo cual tiene habilitadas cuatro esferas en su planta de Villa Elisa.

Se observa que la provisión de gas a Paraguay depende de la producción en Bolivia y Argentina. Habida cuenta de la merma en la producción boliviana y de la actual inestabilidad en las relaciones bilaterales con Argentina, se ha señalado la conveniencia de identificar nuevos mercados para asegurar el abastecimiento. Lo anterior explica por qué el gas natural aún no puede ser utilizado como vector energético en la transición energética paraguaya, como sí podría serlo el hidrógeno verde o el biogás.



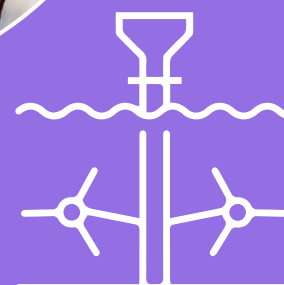
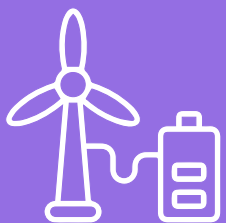
Planeamiento y regulación sectorial

► Planificación energética y eléctrica

ANDE publicó en 2021 tres documentos denominados Plan Maestro de Generación, dedicados al sector de la generación, transmisión y distribución, respectivamente (ANDE, 2021a). El horizonte de los planes, de carácter vinculante, es el año 2040. Las publicaciones contienen un cronograma previsto de construcción y entrada en servicio de las nuevas instalaciones, así como costos de referencia que permiten efectuar una estimación del valor de las obras.

De esta manera, ANDE verifica las previsiones en el corto, mediano y largo plazo, adelantándose a posibles eventos o cuellos de botella en el sistema eléctrico que dificulten el abastecimiento eléctrico.

Cabe aclarar que, si bien los planes contemplan nuevas tecnologías, como, por ejemplo, la instalación de bancos de baterías, estos planes están actualmente siendo revisados para incorporar las previsiones de expansión necesaria en



términos de transición energética dada la incorporación de otras tecnologías, como el desarrollo del hidrógeno. En consecuencia, no se visualiza una brecha regulatoria en este sentido, ya que las previsiones se encuentran alineadas con los objetivos y expectativas planteadas por el VMME y lo seguirán estando cuando se reviesen y publiquen los nuevos planes.

► Generación distribuida

El Plan Maestro de Generación 2021-2040 (ANDE, 2021a) prevé, en una sección del documento dedicada específicamente a la energía hidráulica, que, para escenarios de mediano y largo plazo, será necesaria la incorporación de centrales de pequeño y mediano porte. Uno de los motivos esgrimidos es la contribución de la generación distribuida a la disminución de las pérdidas técnicas en las redes eléctricas. Adicionalmente, se menciona que la ejecución de tales proyectos quedará encuadrada bajo el marco regulatorio indicado en la Ley N.º 3009/2006 De la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica (PTIEE).

Dicha Ley define como generación hidroeléctrica menor los aprovechamientos de agua de potencia instalada inferior a 2 MW y estipula que los productores o transportadores independientes de energía eléctrica podrán construir y operar estas plantas previa celebración de un contrato con la ANDE que los habilite a tal fin.

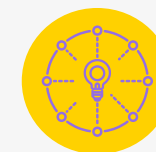
En lo concerniente a la regulación de energía distribuida con base en otras tecnologías disponibles, como la fotovoltaica, eólica o de biomasa, el Decreto N.º 6092/2016, que aprueba la Política Energética de Paraguay, publicada por el VMME, fija como meta de corto plazo la elaboración de un reglamento para generación distribuida. A la fecha de publicación del presente informe, se encuentra en desarrollo este reglamento que fomentará la inversión privada en el sector.

► Almacenamiento con baterías

En la actualidad, no existe un marco regulatorio en Paraguay para el almacenamiento de energía eléctrica que permita la inversión privada para la promoción de esta tecnología, su desarrollo y ejecución en el país.

Sin embargo, en el marco de lo previsto en el Plan Maestro de Generación 2021-2040⁷, se ha firmado recientemente el contrato para la construcción del Parque Solar Bahía Negra, que será realizado con tecnología de conexión a la red (*on-grid*) híbrida. Esto permite operarlo como un sistema aislado con respaldo en baterías o conectado a una futura red eléctrica. Para ello, se prevé, en la ejecución, la instalación de bancos de baterías de 2.520 kilovatios por hora (kWh) para que sea autónoma cuando no se genere a través de los paneles, más 528 kWh adicionales de reserva ante posibles eventualidades.

En el citado Plan Maestro se detallan los parques híbridos y los sistemas de almacenamiento con baterías previstos, además de las inversiones necesarias.



Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia en curso de realización o de reciente finalización, se destacan:

- Transición energética, estrategias de descarbonización y fortalecimiento institucional, del Banco Interamericano de Desarrollo (BID, s. f.b). Esta iniciativa brinda apoyo al VMME para el fortalecimiento Institucional y regulatorio en Paraguay. También ayuda a fomentar el uso racional y eficiente de la energía en el sector productivo y residencial, mediante la confección de estrategias, marcos normativos y la obtención y gestión de datos del sector energético, así como a promover acciones e inversiones en eficiencia energética.

⁷ El Plan Maestro de Generación 2021-2040 destaca la importancia de desarrollar parques solares fotovoltaicos en combinación con almacenamiento mediante baterías, para aportar energía que conlleve el recorte de la demanda de punta al mediodía y de noche.

- ▶ Catalizando la economía del hidrógeno verde en Paraguay, del BID (s. f.c). Su objetivo es apoyar al país en la promoción de la tecnología de hidrógeno verde para mejorar su productividad y resiliencia, enfocándose en la innovación, y contribuir a la lucha contra el cambio climático.
- ▶ Apoyo a la ANDE en la Preparación y Ejecución de Operaciones de Energía Limpia, del BID (s. f.a). Brinda apoyo operativo a la ANDE en la ejecución de obras de expansión del Sistema de Transmisión en Alta Tensión y de acciones de eficiencia energética. Igualmente, presta ayuda para la ejecución de la operación del Programa de Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica Acaray y la preparación de futuras operaciones de préstamo con el Banco.
- ▶ Programa de Distribución Eléctrica Regiones Este, Centro, Sur y Norte, de CAF (2024). Busca mejorar la calidad del servicio de suministro eléctrico, dotando a los sistemas de distribución y de transmisión de una mayor confiabilidad, capacidad, seguridad y sostenibilidad. Para ello, procura la reducción de las interrupciones del sistema y de los tiempos fuera de servicio, así como una mejor gestión a través del desarrollo, implementación y utilización de los sistemas de información que gestionarán los activos de manera eficiente y que apoyarán oportunamente la gestión de la planificación, los proyectos, las obras, la operación y el mantenimiento.

Las iniciativas relevadas, si bien cuentan con un eje común (la transición energética), abordan distintas variables. Entre ellas están la ampliación y modernización de las redes de transmisión y distribución para mejorar la calidad del suministro y el apoyo al desarrollo del hidrógeno verde, para el que Paraguay no cuenta aún con regulación relativa a producción, almacenamiento y transporte. También acometen la eficiencia energética, sector en el cual se han desarrollado regulaciones y definido metas cualitativas, pero donde es necesario profundizar en proyectos concretos.

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 GEI. Esta restricción no solo permitirá identificar la manera más económicamente eficiente de alcanzar los objetivos de cada país, sino también calcular el costo de una política energética que limite las emisiones en los sistemas, es decir, estimar la llamada prima verde de los planes de expansión.

El cuadro 4.1 muestra los objetivos de descarbonización hasta 2030 y 2050 de los países de América Latina y el Caribe analizados en el presente estudio. Este incluye metas directamente modelables (por ejemplo, la participación mínima de las tecnologías renovables en la generación) y metas no directamente modelables (por ejemplo, con relación a metas de reducción de las emisiones en otros sectores de la economía). Dichos objetivos son considerados solamente en el caso de TE, mientras que en el escenario de BAU la participación sigue sin restricciones. Con esto, 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 de los sistemas, a partir de los factores de emisión de los combustibles que utilizan. Con eso, se determina la operación de mínimo costo de los sistemas, sujeta a las restricciones de emisiones (en el caso de TE), así como el costo de imponer dichas restricciones al modelo.

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

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

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO ₂ ; (ii) 62-63 % CH ₄ y (iii) 51-57 % N ₂ O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

Nota: La abreviación MtCO₂e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH₄ representa el metileno; N₂O, 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 (2023b). 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 reconocidos y utilizados en los mercados energéticos, lo que mejora la transparencia y la credibilidad en las proyecciones de los 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.

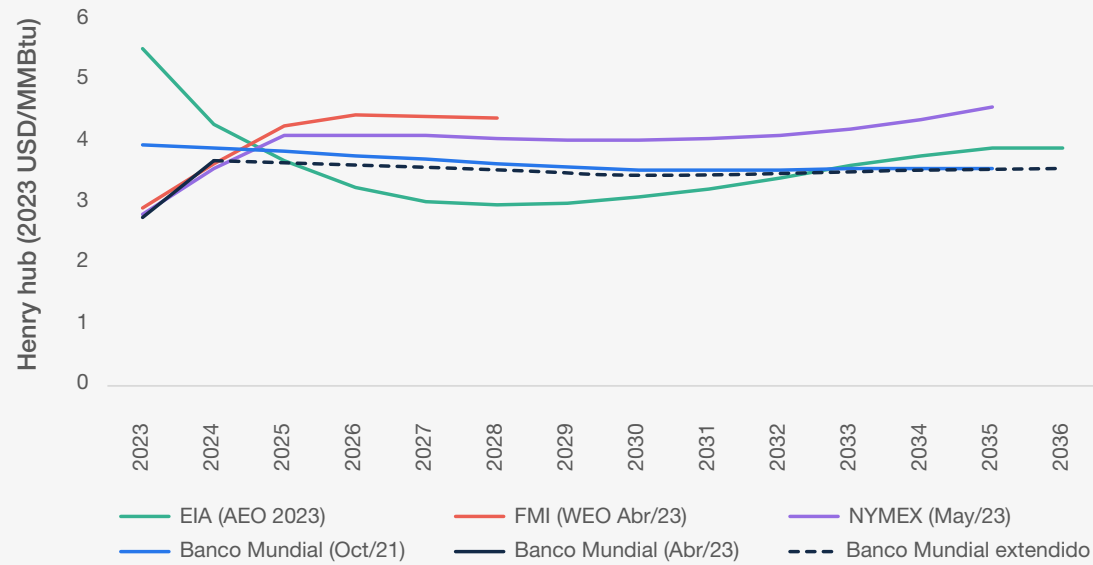
▶ Proyección de los precios del gas natural

Para la indexación de los precios del gas natural, se propone utilizar el pronóstico del Banco Mundial, debido a su reciente publicación y la consistencia de las proyecciones. La curva del precio del gas se amplió según el mismo enfoque utilizado para la curva del petróleo.

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

GRÁFICO 4.1

Proyección de los precios Henry Hub

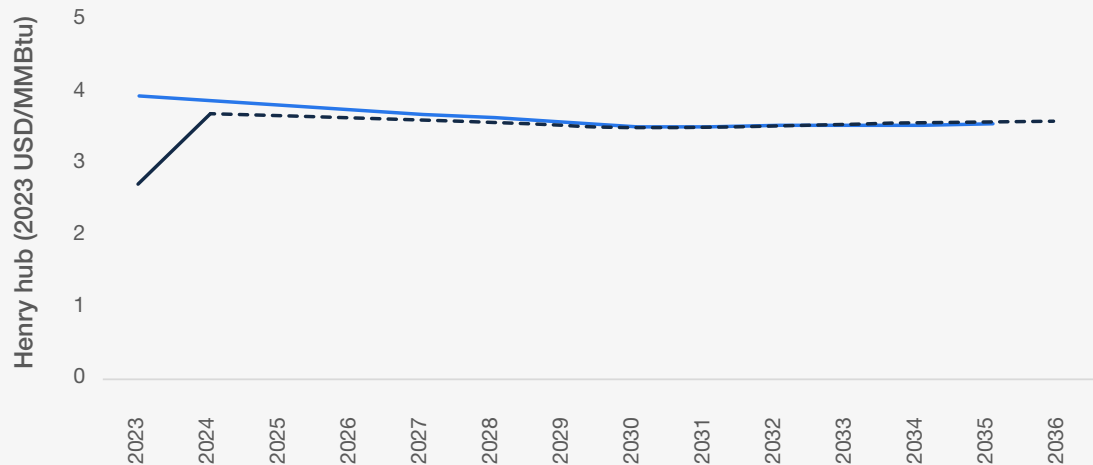


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

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

GRÁFICO 4.2

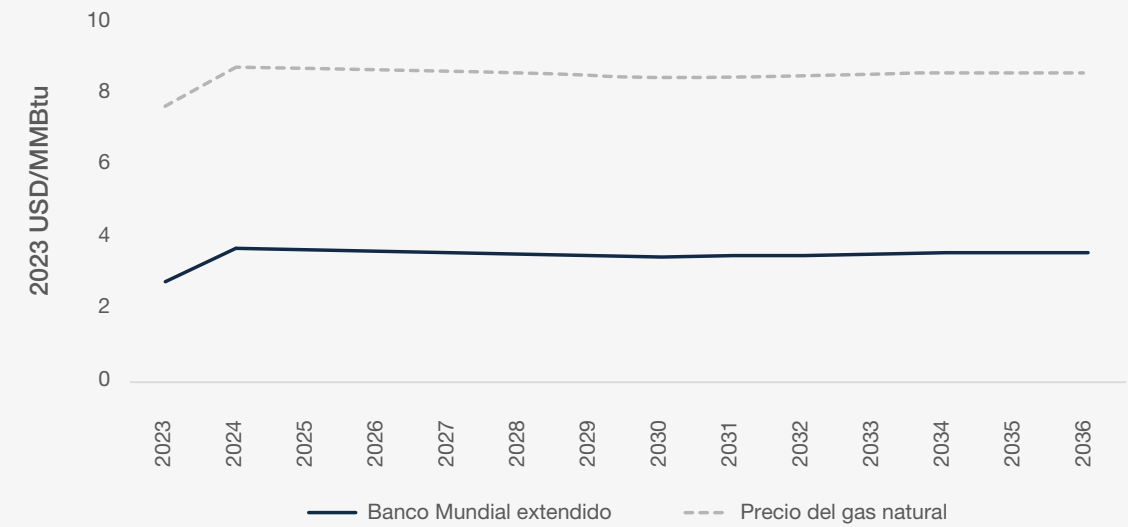
Proyección de precios adoptada en este estudio



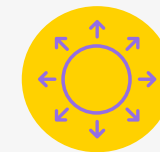
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

GRÁFICO 4.3

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



Fuente: Elaboración propia con datos del 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, que pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y la estructura de costos de estos candidatos —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 propuestos para las diferentes tecnologías se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3. El costo de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el costo fijo del primer candidato a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido en sus costos fijos.

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

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

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

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

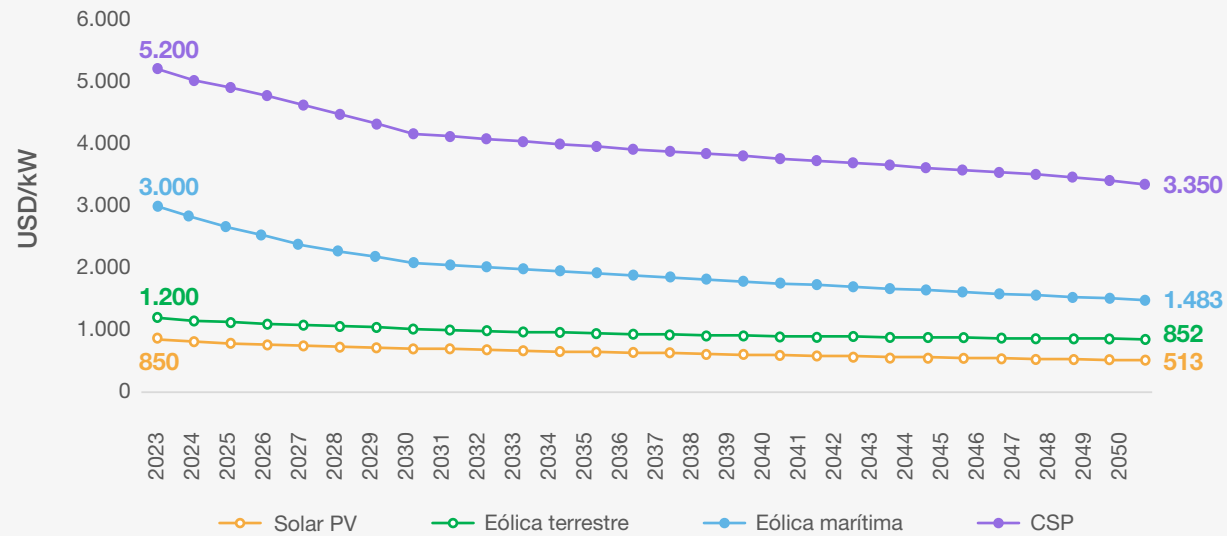
Parámetros técnicos	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/biogás	Geotérmica	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por 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 los de la Comisión Nacional de la Energía de Chile y el Annual Technology Baseline del Laboratorio Nacional de Energías Renovables.

GRÁFICO 4.4

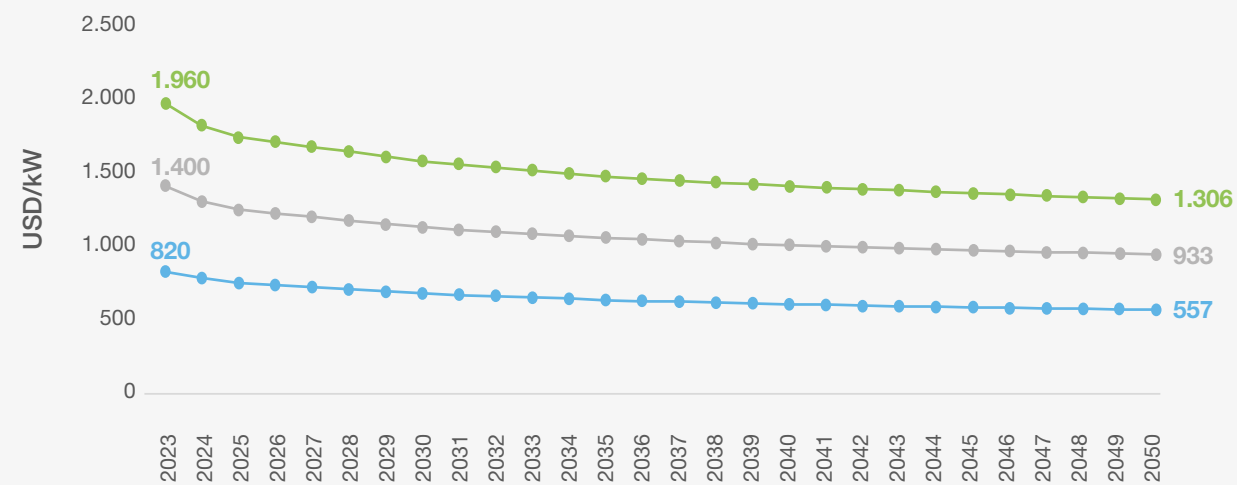
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



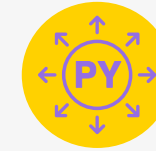
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.5

Curva de costos para baterías



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



Supuestos adoptados en la expansión del sistema

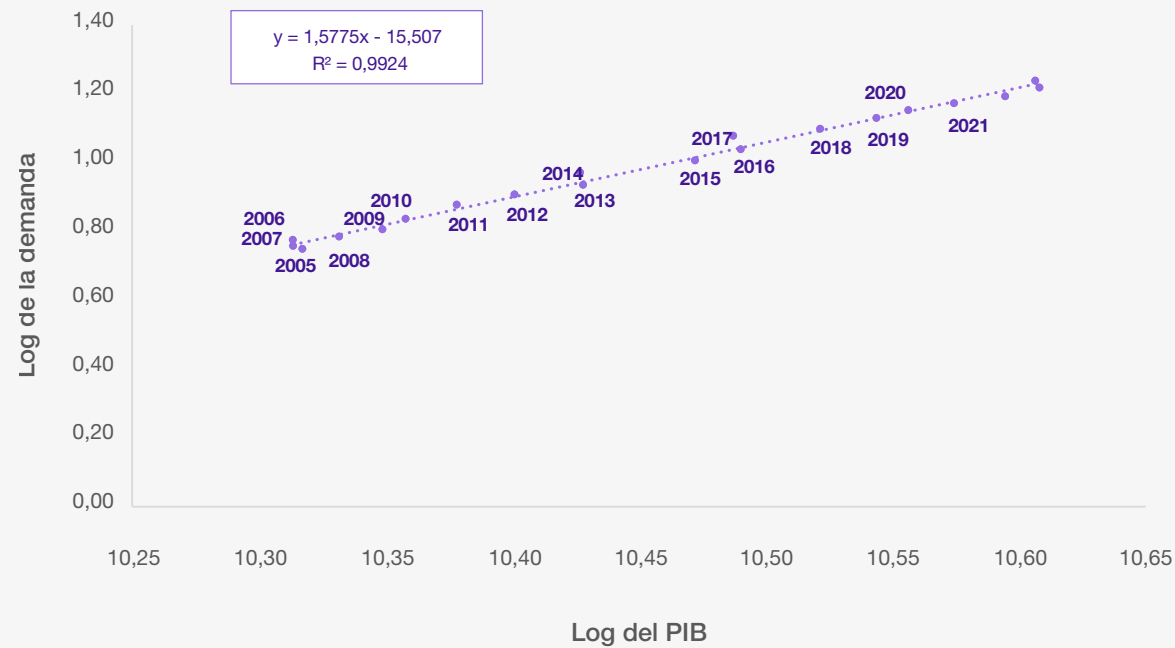
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos que se adoptan para modelar la expansión del sistema eléctrico paraguayo, tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

► Demanda potencial

Como se presenta en el apartado “Pronóstico de la demanda”, de la “Metodología para el cálculo de los supuestos” (apéndice 8 de este documento), la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2000 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. En el caso de Paraguay, la elasticidad estimada fue de 1,5775, como se muestra en el gráfico 4.6.

GRÁFICO 4.6

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

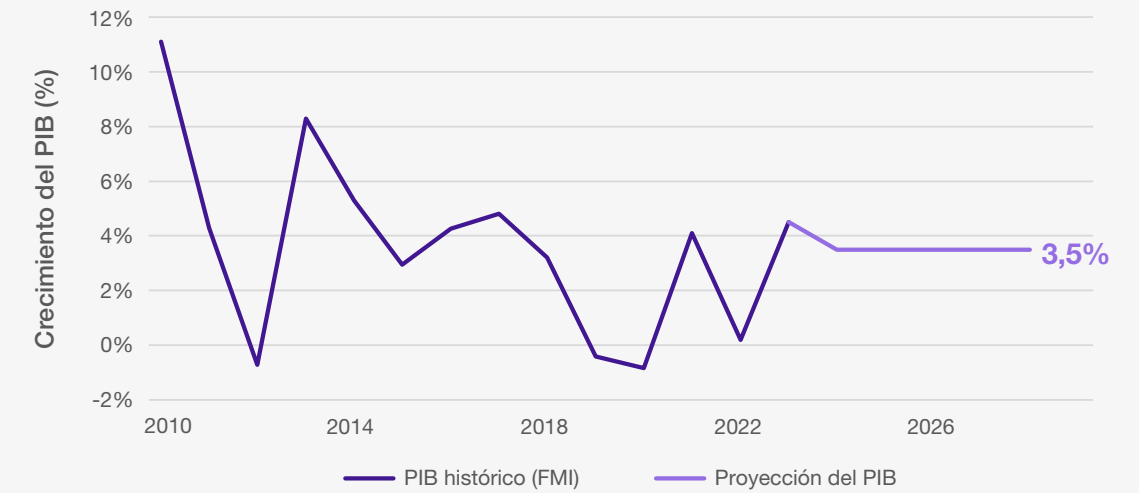


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utilizó como referencia una estimación realizada por el FMI (s. f.). El gráfico 4.7 muestra la evolución del PIB de Paraguay, cuyo crecimiento se proyecta en aproximadamente el 4,5 % en 2023 y en un valor promedio del 3,5 % a partir de 2026. El horizonte del pronóstico del FMI es 2028. Para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, observándose además que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 3,5 %.

GRÁFICO 4.7

Crecimiento y proyección del PIB

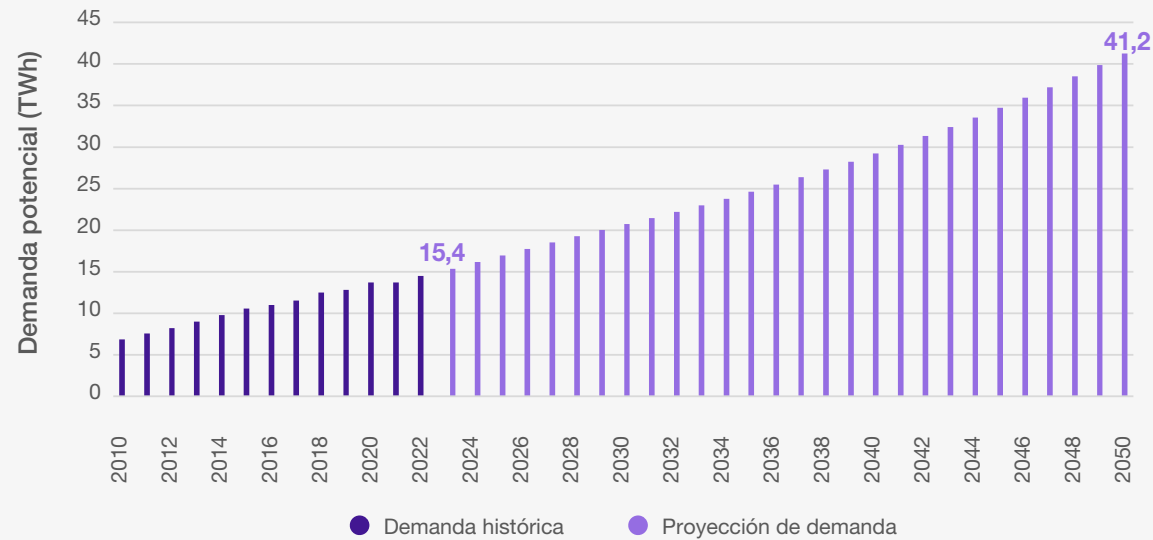


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

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 a partir de 2030 fue de aproximadamente el 3,5 %, dado que la elasticidad estimada (aproximadamente 1,58) no se extiende en todo ese periodo. En ese contexto, se consideró esa cifra de 1,58 para la elasticidad de 2023 y, después, las elasticidades disminuyen a lo largo de los años, hasta llegar a un valor muy cercano a 1 en 2030. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 168 % entre los años 2023 y 2050. El gráfico 4.8 presenta la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.8

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



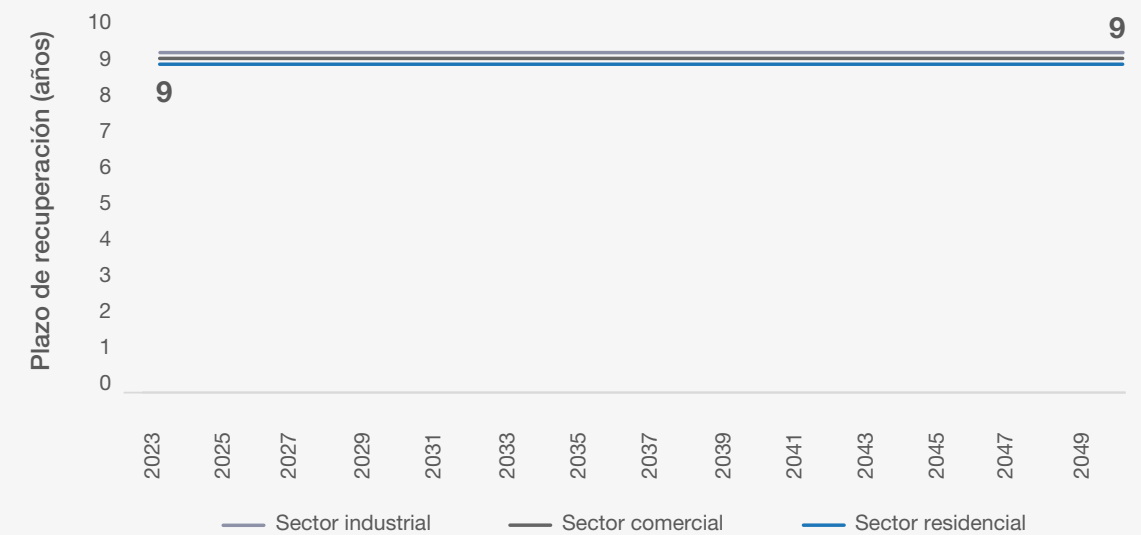
Hay que resaltar que solamente en 2021 Paraguay registró un crecimiento negativo de su demanda. En el periodo de la pandemia de COVID-19, la demanda aumentó aproximadamente el 7 %, un escenario diferente al de los demás países.

Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de los supuestos” (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 de la inversión (*payback*) de los proyectos percibido por los adoptantes que conforman el mercado potencial. Los datos de plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022). El gráfico 4.9 presenta la evolución de esos plazos para cada sector de la economía paraguaya.

GRÁFICO 4.9

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 GD en Paraguay, que, hasta la fecha de publicación de este estudio, no tiene registros históricos de la participación de este tipo de generación en la capacidad instalada total del país. Esa situación puede explicarse porque Paraguay posee tres plantas hidroeléctricas: Itaipú (binacional con Brasil), Yacyretá (binacional con Argentina) y Acaray. Debido a la gran disponibilidad u oferta de energía, los precios de esta son más bajos que en otros países, haciendo que la adopción de paneles fotovoltaicos no sea la mejor opción (financiera) actualmente.

El gráfico 4.10 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda potencial. Los altos plazos de recuperación y el bajo precio de la energía en el país contribuyen a la escasa adopción en todo el horizonte, de manera que la GD alcanza solamente una capacidad instalada de menos de 80 MW hasta 2050, con un potencial de generación equivalente al 0,3 % de la demanda potencial.

GRÁFICO 4.10

Curva de adopción de la generación distribuida

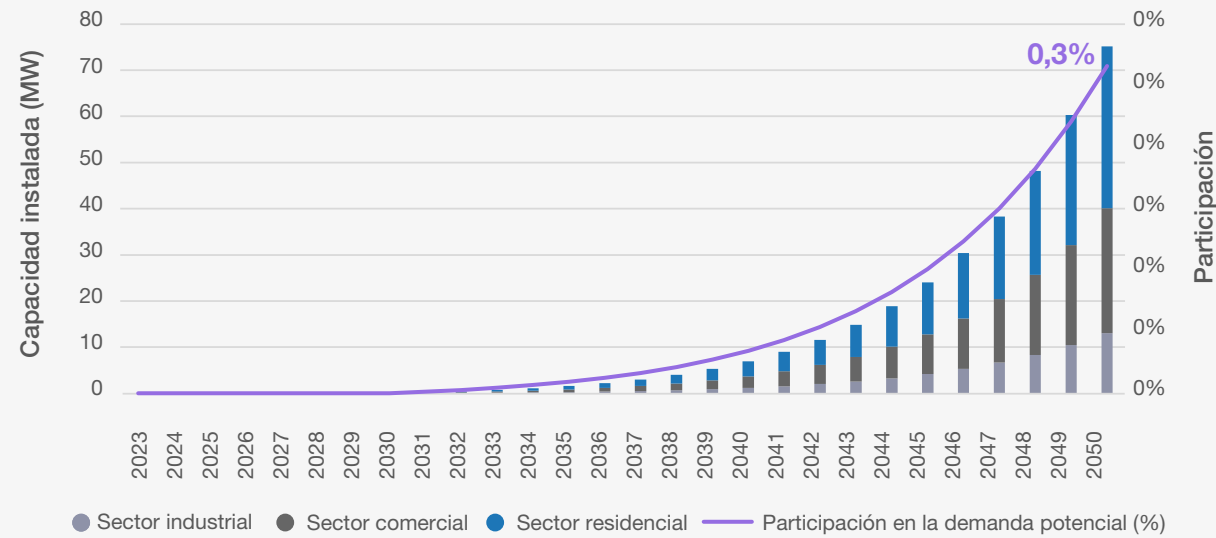
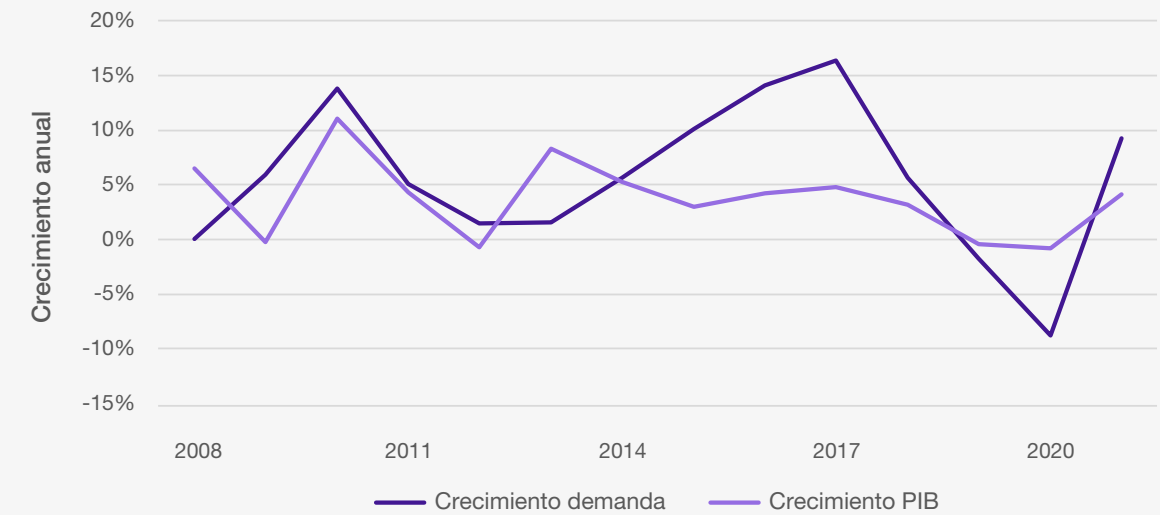


GRÁFICO 4.11

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB



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

► Electromovilidad

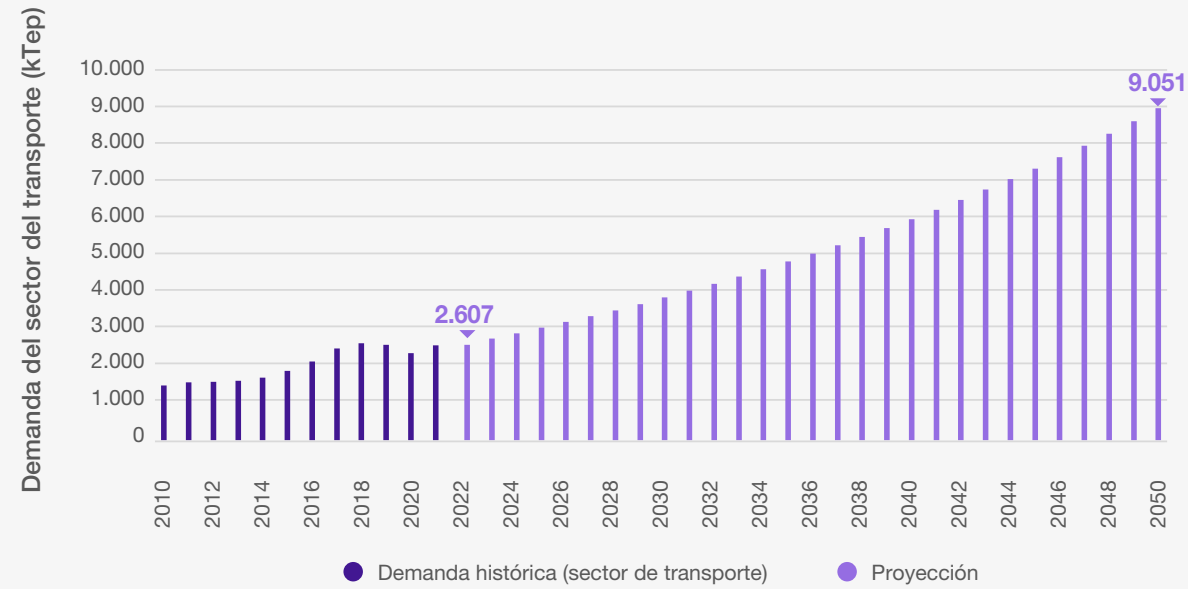
En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adoptó una estrategia descendente (*top-down*) para proyectar la demanda del sector del transporte en el país y una premisa para el porcentual de consumo de electricidad en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional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

Como punto de partida se realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de la demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre los años 2009 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.11. A partir de estos datos es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

Como muestra el gráfico 4.12, se estima un crecimiento promedio del 4,5 % en el horizonte para el sector del transporte en Paraguay, con un aumento acumulado del 225 % desde 2023 hasta 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Según el último balance energético nacional (2020), el consumo de electricidad en el sector del transporte en este país es nulo.

GRÁFICO 4.12

Proyección de la demanda en el sector del transporte

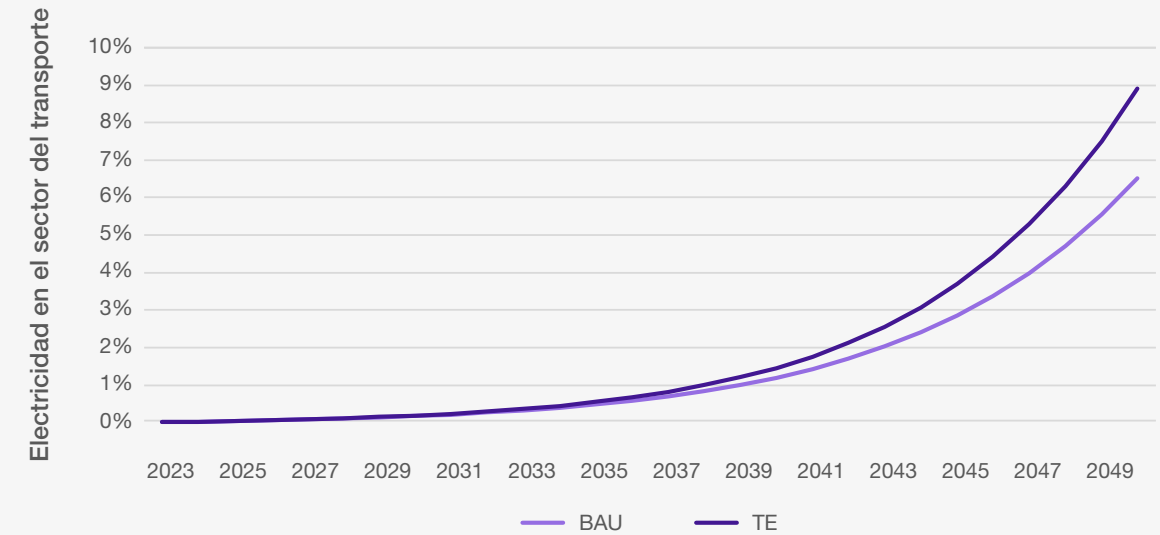


Fuente: Elaboración propia con datos del VMME (2022) y BM (2022b).

Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo para el que considera un retraso de 10 años en relación con las metas de electrificación de IRENA (presentadas en el apéndice 8) para el caso de TE y 15 años para el caso de BAU. En el gráfico 4.13, se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje de demanda del transporte que se adopta en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que Paraguay alcance en 2050 un consumo de electricidad equivalente al 6,5 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de BAU y al 8,9 % en el caso de TE y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.13

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



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.14. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 37 % superior a la demanda del escenario de BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores reflejan una participación de la demanda potencial igual al 14,3 % en el escenario de BAU y al 18,5 % en el escenario de transición para el año 2050 (gráfico 4.15).

GRÁFICO 4.14

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

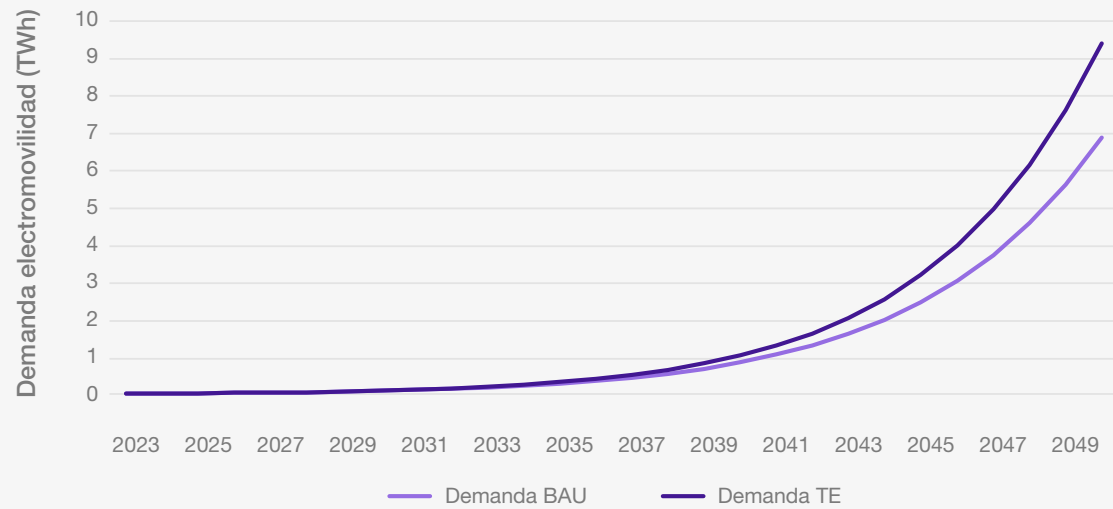
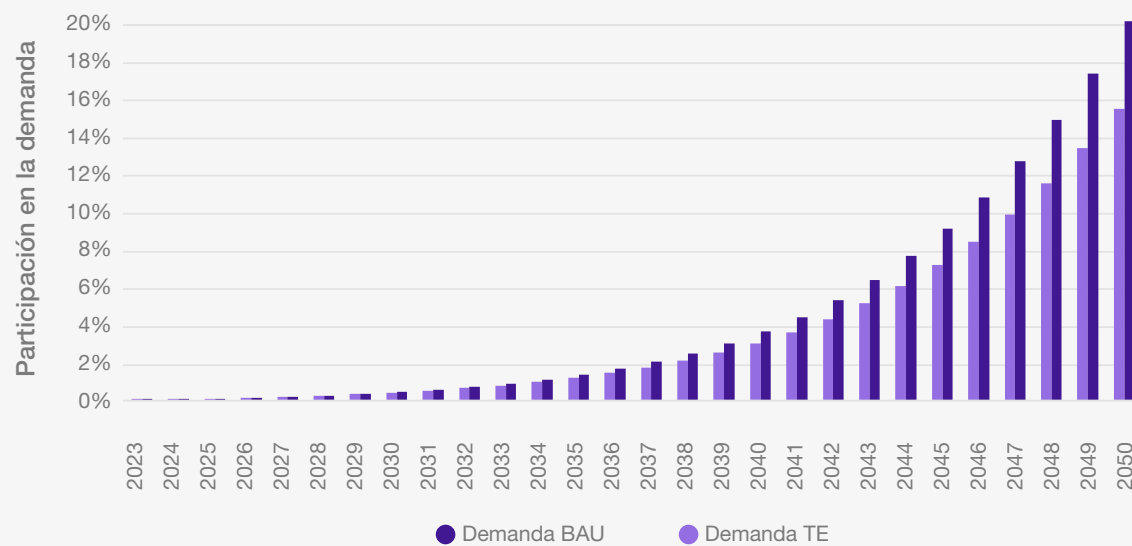


GRÁFICO 4.15

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial



Se estima que hacia 2030 se requerirá una capacidad instalada para la obtención y uso del hidrógeno como vector energético de aproximadamente 600 MW o una producción anual de 90.000 toneladas de H₂.

► Hidrógeno verde

Frente al alto consumo de derivados del petróleo, el gobierno estableció como objetivo reducir en un 20 % el consumo de combustibles fósiles para 2030 (STP, 2014). Para el mismo año se espera un consumo de estos productos de más de 2.145 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep), según estudios de previsión energética nacional para un escenario de referencia (Itaipu Binacional et al., 2016). Esto significa que dejarían de consumirse alrededor de 429 ktep de derivados del petróleo. Considerando este escenario de implementación del hidrógeno (H₂) como vector energético, es posible estimar que, hacia 2030, se requerirá una capacidad instalada de alrededor de 600 MW o una producción anual de 90.000 toneladas (t) de H₂, que podría utilizarse principalmente como combustible para el sector del transporte de carga y pasajeros tanto terrestre como fluvial.

El creciente mercado del hidrógeno puede representar una nueva oportunidad de negocio para Paraguay y permitirle desarrollar la tecnología necesaria para aprovechar todos los beneficios del H₂. El país tiene un enorme potencial para la producción de hidrógeno verde a un precio competitivo de alrededor de 2,2 USD/kgH₂ (Rivarolo et al., 2019), un valor inferior a los recomendados por la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2019; Itaipu Binacional, Fundación Parque Tecnológico Itaipu y Fundación Bariloche, 2016)

Los gráficos 4.16 y 4.17 presentan las proyecciones de hidrógeno verde para el caso de Paraguay, tanto en miles de toneladas anuales como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico del país (en GWh). El escenario de transición presenta una producción de hidrógeno verde aproximadamente 30 % mayor que el escenario de BAU.

GRÁFICO 4.16

Producción de hidrógeno verde

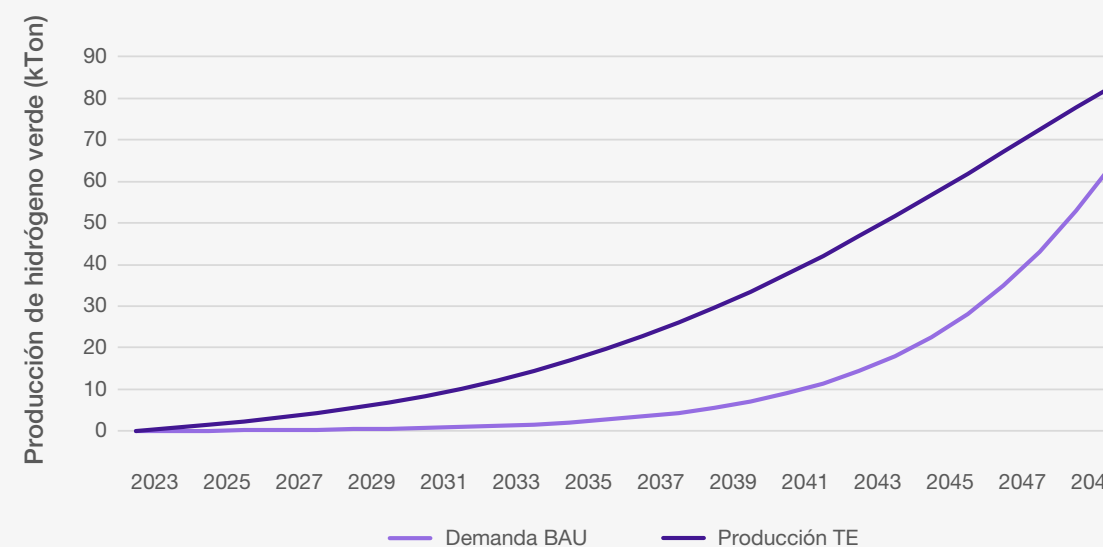
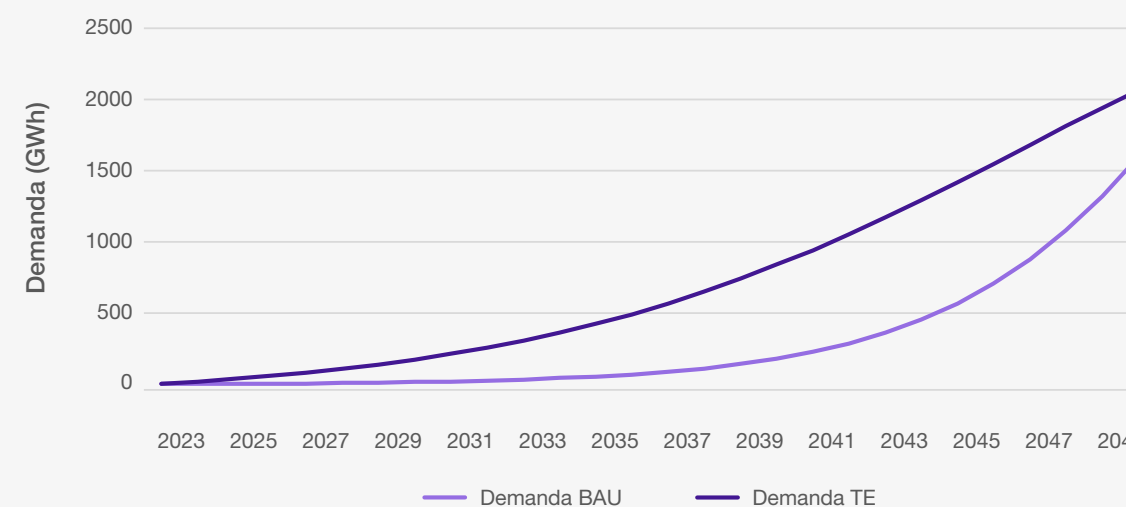


GRÁFICO 4.17

Consumo de electricidad de los electrolizadores

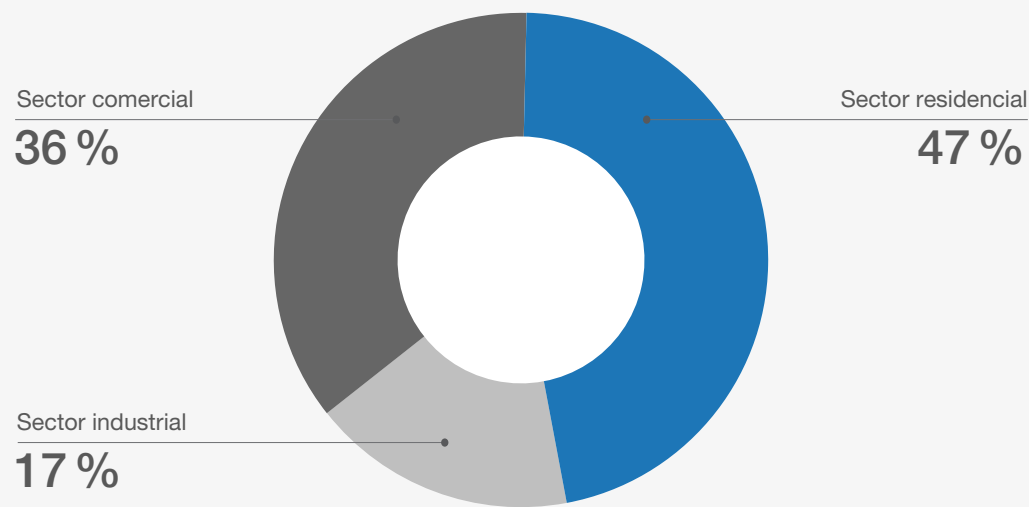


► Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia energética (EE) se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el **apéndice 8**. En el caso de Paraguay, los dos sectores de mayor énfasis son el residencial y el comercial, que representan el 47 % y el 36 % de la demanda total, respectivamente. El 17 % restante corresponde al sector industrial, como se observa en el **gráfico 4.18**.

GRÁFICO 4.18

Distribución de la demanda en los sectores de la economía paraguaya

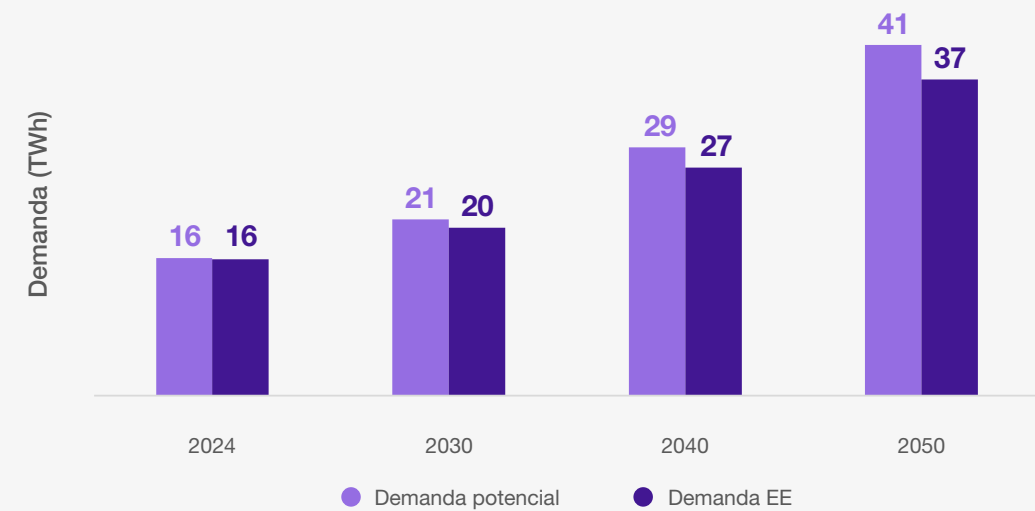


Fuente: Elaboración propia con datos de VMME (2022).

Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar en el gráfico 4.19 una reducción de hasta el 10 % con relación a la demanda potencial de 2050. Esta equivale a aproximadamente 21 teravatios por hora (TWh) —cantidad de energía equivalente a la producción de 1,2 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.19

Proyección de las ganancias de eficiencia

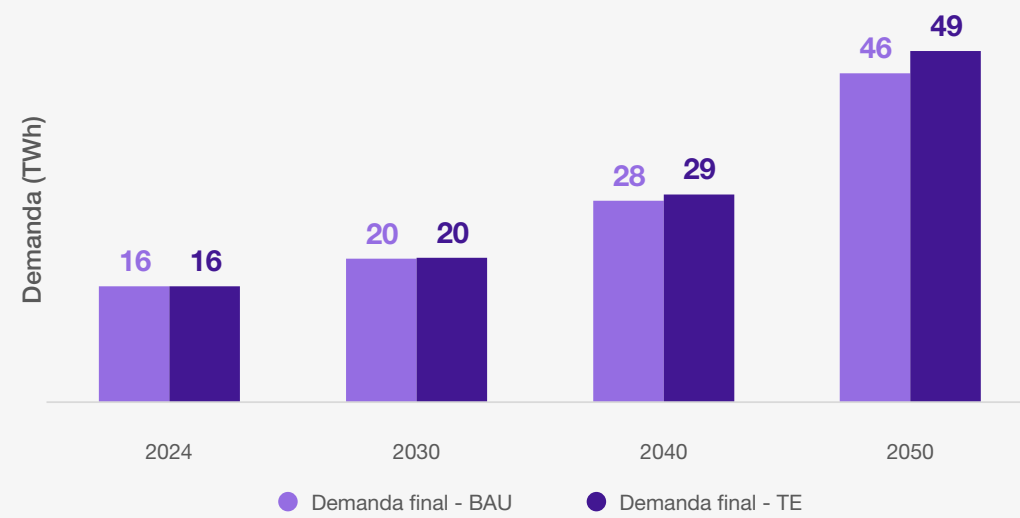


► Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Paraguay. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.20 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas entre ambos escenarios en lo que respecta a electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) provocan un incremento de aproximadamente el 6,6 % en la demanda del país en 2050 en el caso de TE, en comparación con el caso de BAU.

GRÁFICO 4.20

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



CUADRO 4.4

Lista de proyectos considerados

AÑO	Nombre del proyecto	Tecnología	Capacidad instalada (MW)
2025	Loma Plata	Solar	100
2025	Complejo Yacyretá	Hidráulica	300
2025	Loma Plata	Batería	44
2026	Complejo Acaray	Hidráulica	30
2028	Complejo Acaray	Hidráulica	24
2032	Complejo Acaray	Hidráulica	50
2035	Complejo Acaray	Hidráulica	50

► Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El estudio consideró un conjunto de proyectos con fecha de entrada entre los años 2025 y 2035, según datos de la ANDE. La lista completa se presenta en el cuadro 4.4.

5

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Paraguay



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

El objetivo es exponer el estado actual del sistema y la expansión calculada con el conjunto de premisas explicadas anteriormente. Se empieza por explorar el escenario “*business as usual*”, para seguir con un análisis sobre la expansión en el caso de transición y culminar con comparaciones entre ambos escenarios.



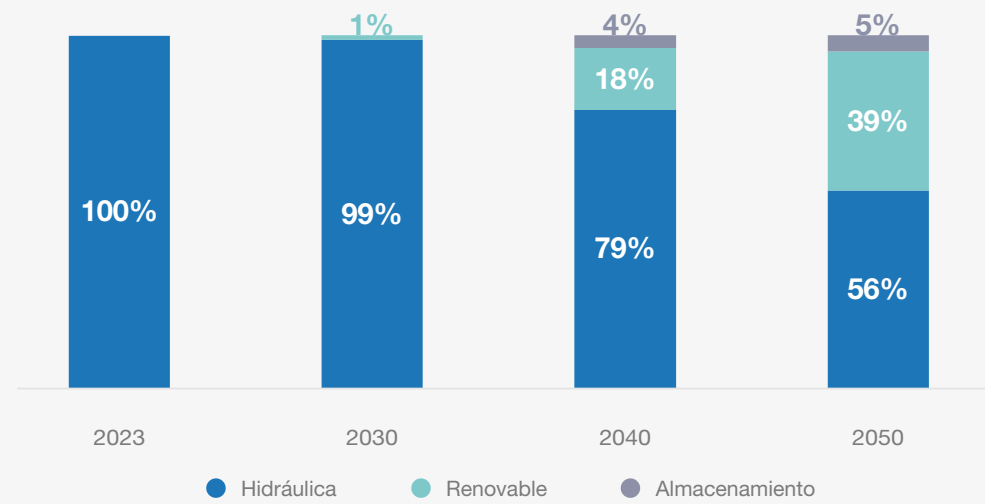
Caso de BAU

► Expansión de la generación

Paraguay suministra actualmente la totalidad de la demanda del sistema interconectado con hidroeléctricas. A lo largo del horizonte, además de algunos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas y motorizaciones o incrementos de capacidad en centrales existentes, habrá una inserción de tecnologías renovables no convencionales, especialmente solares. En última instancia, hay una incorporación de baterías para almacenamiento, brindando al sistema la capacidad de desplazar la generación de las fuentes renovables para los horarios nocturnos e incrementar los niveles de confiabilidad del sistema (que tiene una limitada capacidad de almacenamiento en las centrales hidroeléctricas), además de permitir el incremento de los grados de exportación de energía.

GRÁFICO 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema paraguayo 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.

Si bien las centrales renovables eólicas poseen factores de producción considerables, el potencial explotable se concentra en la región del Chaco, que está más alejado del sistema y requiere inversiones en la red de transmisión para enlazarlo con el sistema interconectado. En este contexto, la expansión renovable presenta como protagonista la fuente solar, que está ubicada en regiones más cercanas de la demanda y tiene mayor facilidad para la conexión al sistema de transmisión. En el apéndice 1 de este reporte, se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Paraguay, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

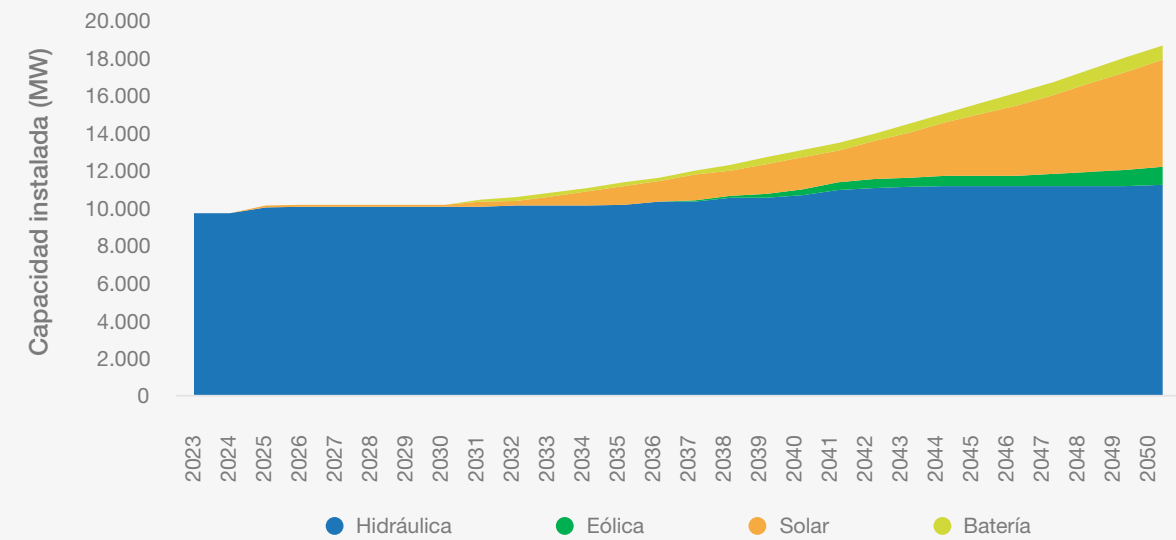
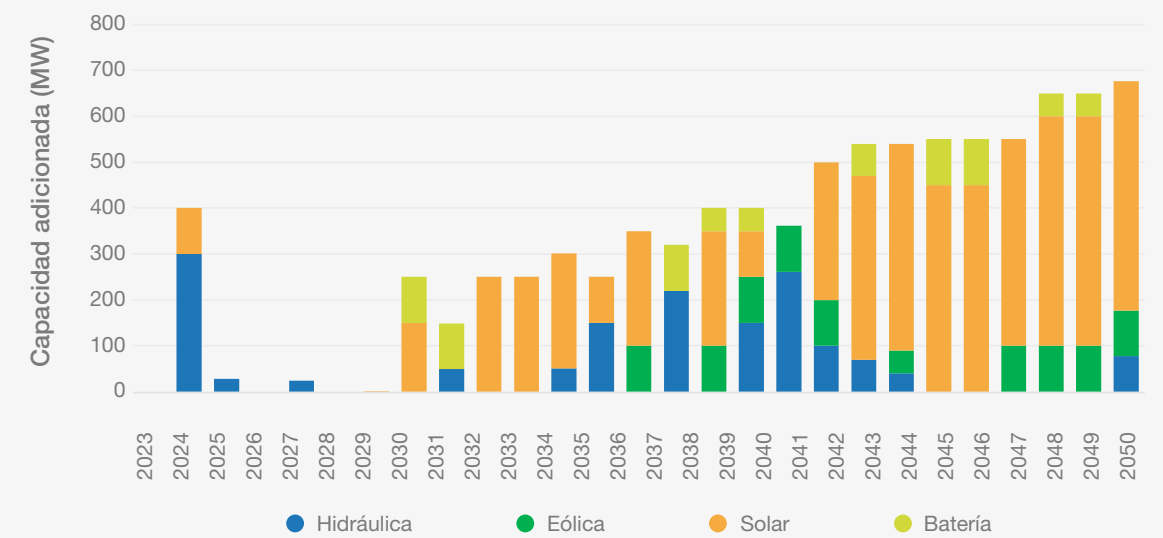


GRÁFICO 5.3

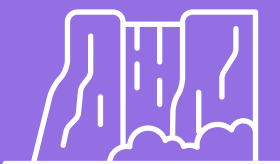
Adiciones de capacidad en el sistema paraguayo en el caso BAU



► Perfil de generación

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

Como se ha mencionado inicialmente, la totalidad de la demanda del sistema interconectado paraguayo es actualmente atendido por centrales hidroeléctricas. Dada la capacidad de generación del país, muy por encima de la demanda nacional total, y sus capacidades de conexión eléctrica con los países

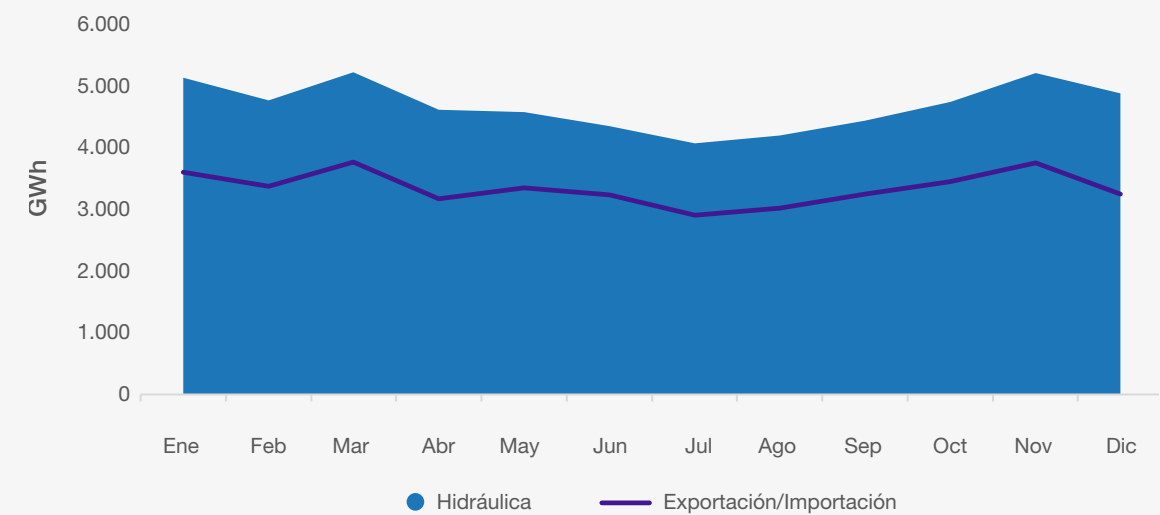


vecinos, las exportaciones de energía son una relevante característica que se debe considerar en el análisis de Paraguay.

En los primeros años del estudio, alrededor del 65 % de la energía producida está destinada a la exportación, especialmente en los excedentes de generación de las centrales de Itaipú y de Yacyretá.

GRÁFICO 5.4

Perfil de generación mensual para el año 2024 en el sistema paraguayo



Sin embargo, a lo largo del horizonte del estudio, se presentan diferencias significativas. La fuente solar gana relevancia en el sistema, a medida que la reducción de los costos de inversión y la necesidad de atendimento a la demanda en todas las horas del día permite el incremento de competitividad de esta tecnología. En cuanto a los niveles de exportación, también hay una reducción considerable. En el último año, la relevancia de las exportaciones disminuyó hasta niveles en torno al 30 % de la generación total ante la necesidad de satisfacer la demanda interna.

GRÁFICO 5.5

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

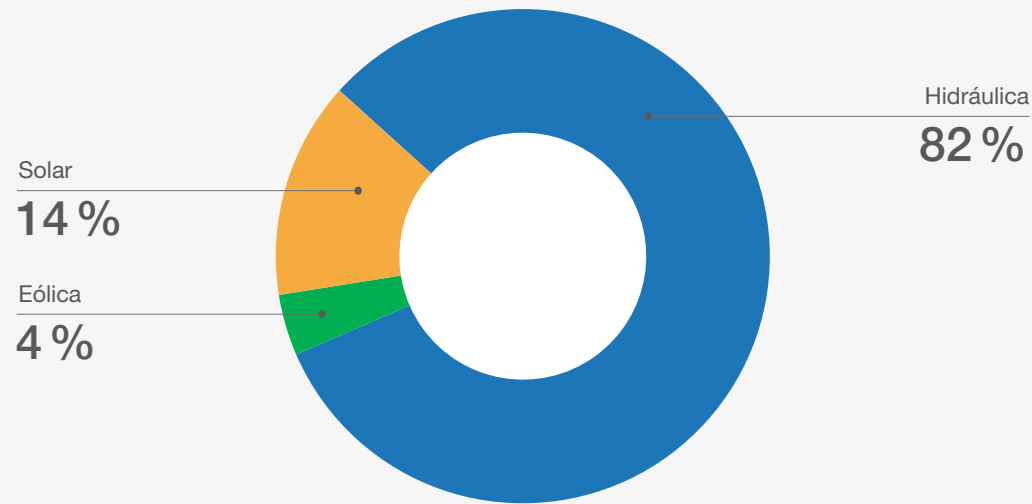
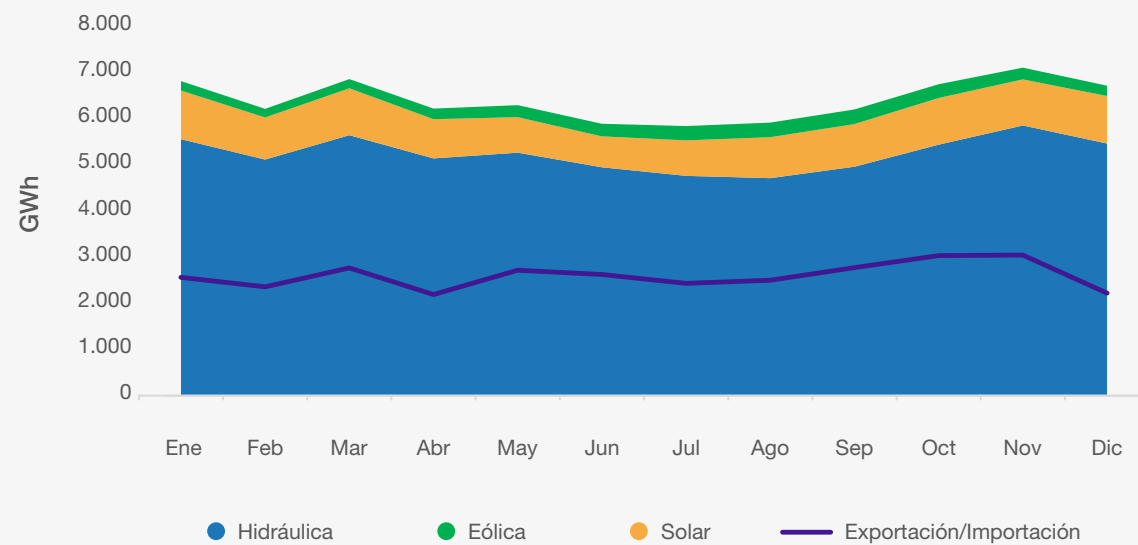


GRÁFICO 5.6

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



Costos marginales

Debido a que su matriz es altamente renovable, la ausencia de embalses plurianuales y los altos niveles de capacidad de generación excedente, los costos marginales en Paraguay tienden a estar anclados a los costos de exportación de su excedente de generación a países vecinos, especialmente Brasil y Argentina.

Esta característica está presente en los resultados a lo largo de todo el estudio, con costos marginales totalmente anclados al costo de exportación considerado (36 USD/MWh).



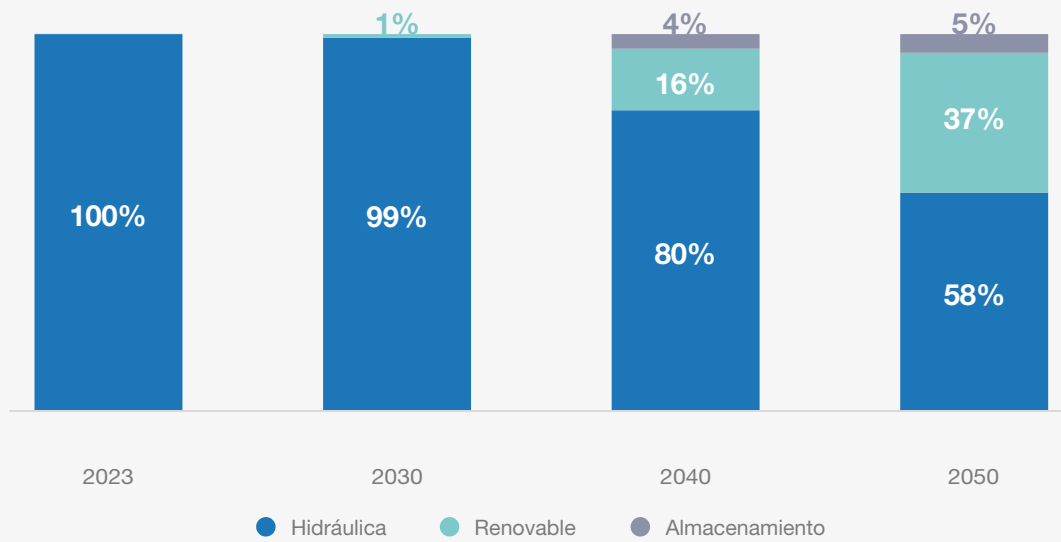
Caso de transición energética

Expansión de la generación

Como se menciona en el apartado “Caso de BAU”, el sistema interconectado de Paraguay es abastecido íntegramente por centrales hidroeléctricas debido al considerable excedente de capacidad presente en él. Actualmente, una parte relevante de este superávit se dirige a exportaciones a países colindantes, como Brasil y Argentina. Sin embargo, a medida que la demanda crece durante el horizonte de estudio, la entrada de nueva capacidad al sistema se vuelve viable, en particular mediante la motorización de centrales hidroeléctricas y nuevas plantas renovables.

GRÁFICO 5.7

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



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

Esta incorporación de nueva capacidad renovable se enfatiza al analizar la canasta de capacidad instalada del sistema paraguayo. Partiendo de una cesta energética completamente hidroeléctrica, las plantas renovables comienzan a incorporarse al sistema de forma más significativa a partir de la década de 2030. Esta inserción, como se observa en el caso de base, presenta como protagonistas a las plantas solares, con una participación limitada de las eólicas en los años finales del estudio debido a su ubicación en zonas más alejadas de los centros de carga.

GRÁFICO 5.8

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

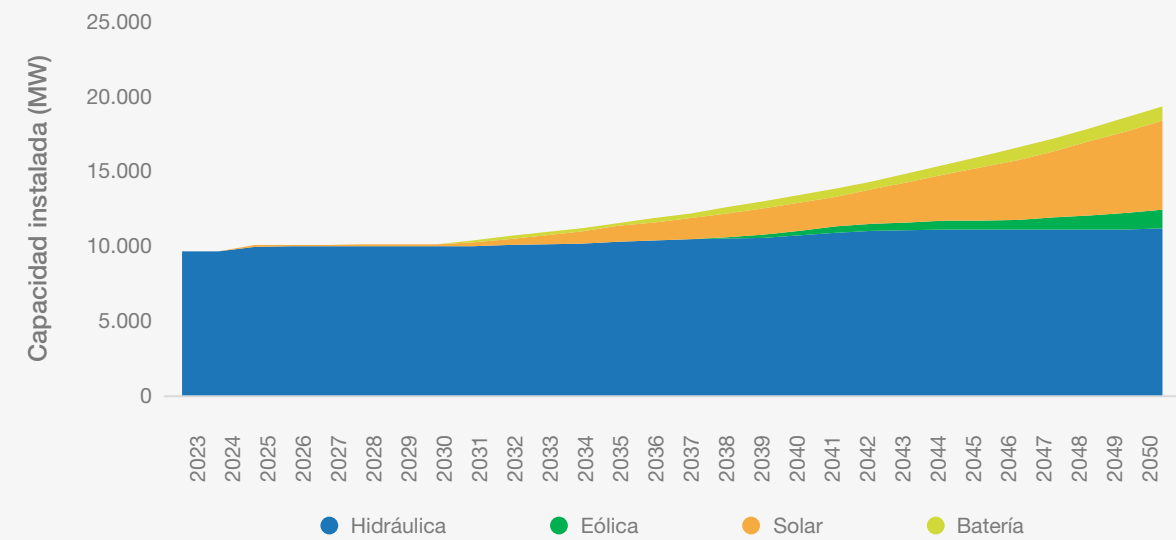
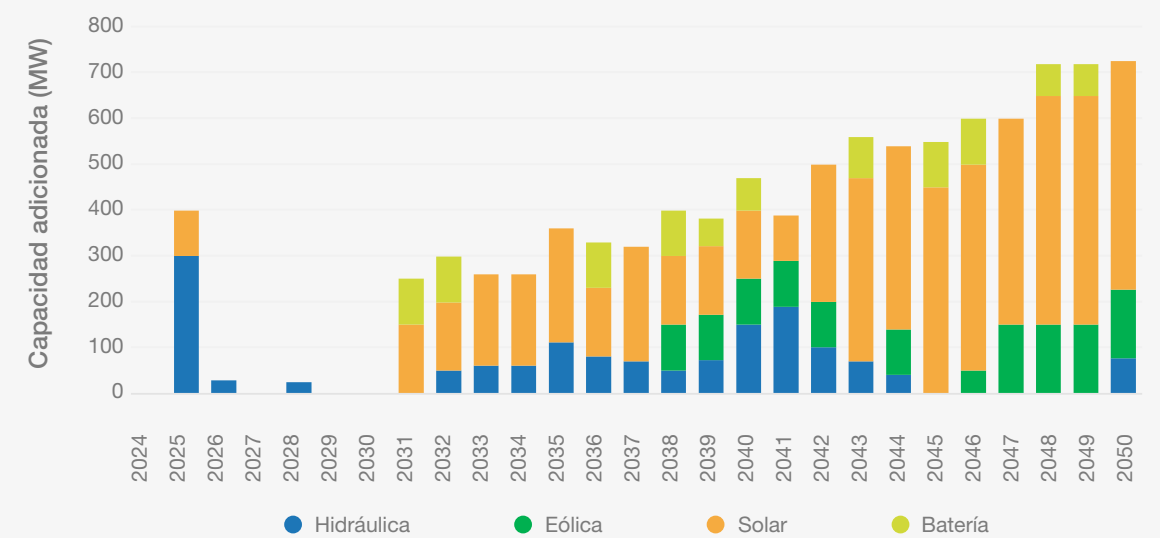


GRÁFICO 5.9

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



► Perfil de generación

En este subapartado, se analiza detalladamente la evolución de la canasta de generación del sistema en cuestión para el caso de TE. Para ello, 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.

Si bien las plantas solares son protagonistas de la expansión durante todo el período de estudio, el sistema paraguayo mantiene a las hidroeléctricas como protagonistas en el abastecimiento de la demanda nacional durante una parte relevante del horizonte. A finales de la década de 2040, las hidroeléctricas siguen teniendo una cuota superior al 90 %, complementadas especialmente por las plantas solares.

GRÁFICO 5.10

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

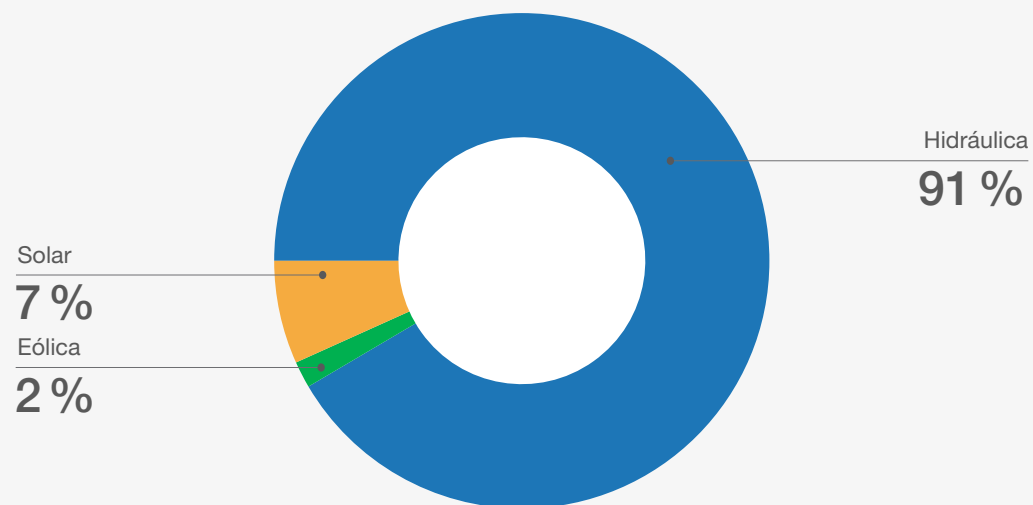
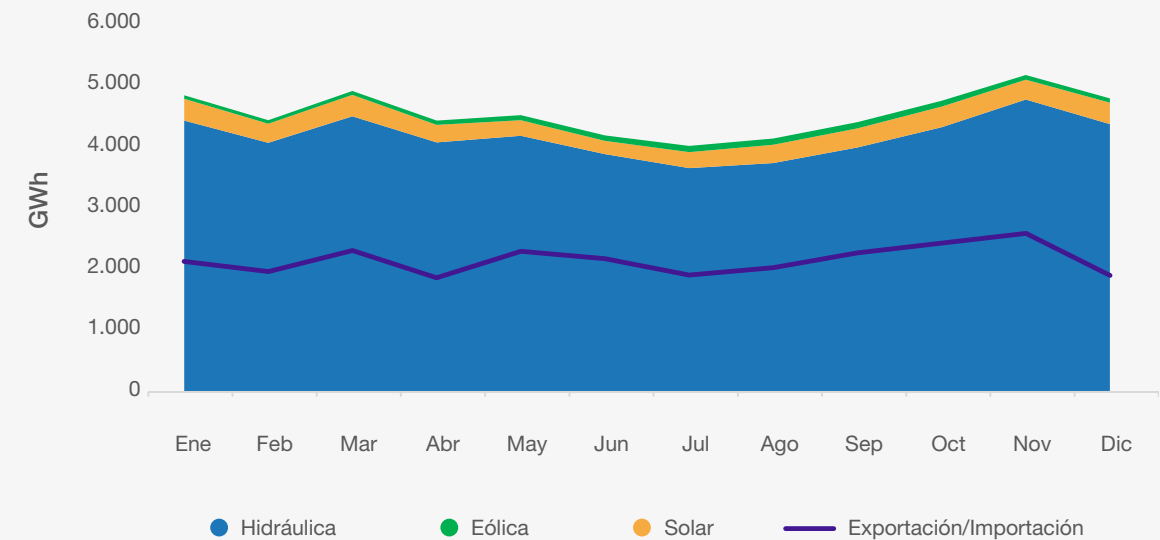


GRÁFICO 5.11

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



Finalmente, en el año 2050 se pueden destacar dos factores. En cuanto a la cesta de generación, se puede notar la mayor participación de la fuente solar, así como el inicio del desarrollo de la fuente eólica. En conjunto, ambas tecnologías representan casi un cuarto de la canasta de generación, un nivel ligeramente superior al observado en el caso de base. Además, se destaca la reducción del nivel de exportaciones, que a finales de 2050 representan casi un 40 % menos que los volúmenes observados al inicio del horizonte. El principal motivador para esto es el aumento de la demanda del sistema paraguayo a lo largo del período evaluado.

GRÁFICO 5.12

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

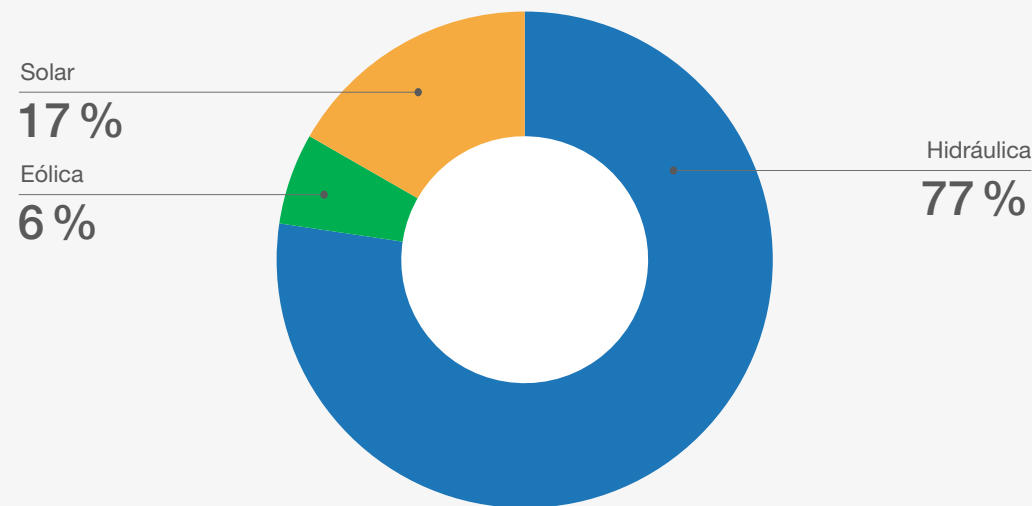
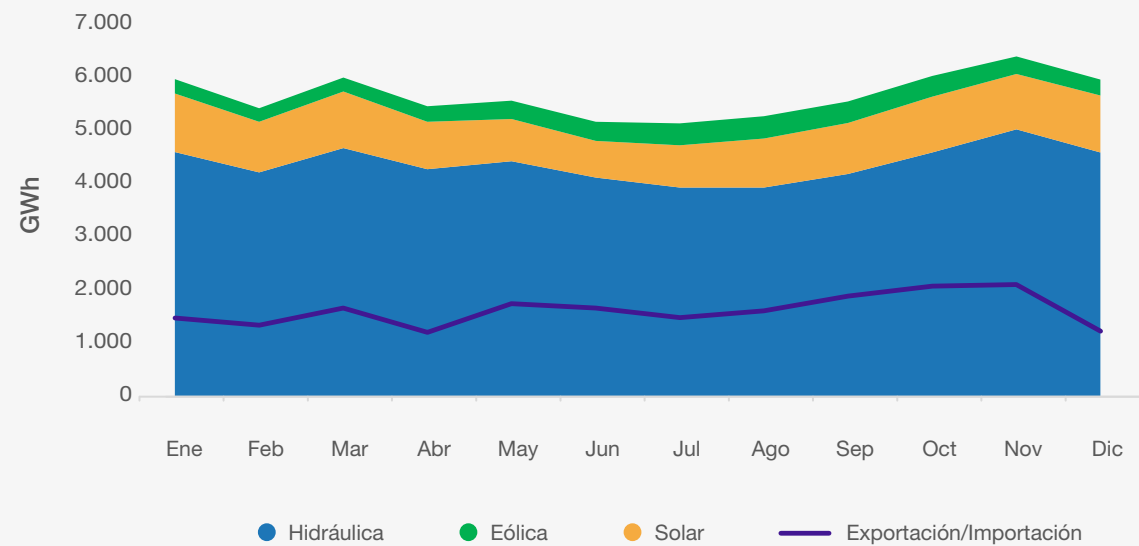


GRÁFICO 5.13

Perfil de la generación mensual para el año 2050 en el sistema paraguayo



Costos marginales

Como se mencionó anteriormente, la combinación de una matriz de generación altamente renovable, la ausencia de embalses anuales y plurianuales y un sistema altamente conectado con los países vecinos da como resultado costos marginales altamente alineados con el costo de oportunidad de las exportaciones de energía.

En este contexto, como se observa en el caso de base, los costos marginales del sistema paraguayo se mantienen en 36 USD/MWh durante todo el horizonte, precio de exportación considerado en el presente estudio.



Comparación de los casos de BAU y TE

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

Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en la “Metodología para el cálculo de los supuestos”, presentada en el apéndice 8, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país. Con estas proyecciones se observa que el mayor impacto se produce a partir de 2035, cuando hay un aumento más significativo en la electrificación de la flota (alcanzando 46 TWh en el escenario Bau y 49 TWh en el de transición) hasta 2050. Eso supone una diferencia de casi el 7 % (3 TWh) en la demanda del país al final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.20).

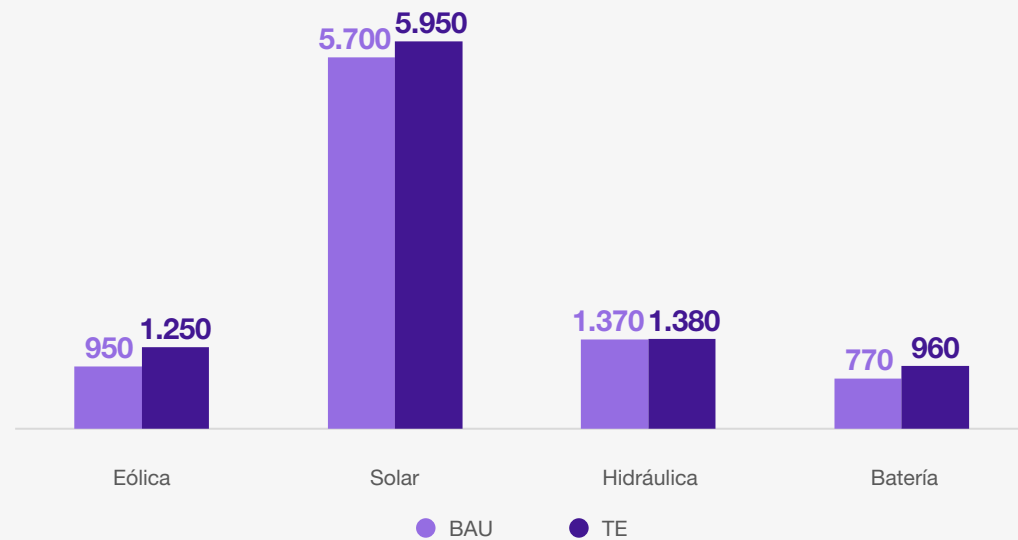
En el caso de TE de Paraguay, no se consideró la posibilidad de construir nuevas plantas termoeléctricas en el periodo de estudio —que sí se contempla

en el escenario de base— ya que no era competitiva frente a otras tecnologías candidatas del país. De esta manera, la principal diferencia entre los casos de BAU y TE es la proyección de la demanda, dado el supuesto de una mayor electrificación de la flota.

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.14 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050. En esta figura solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5.14

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

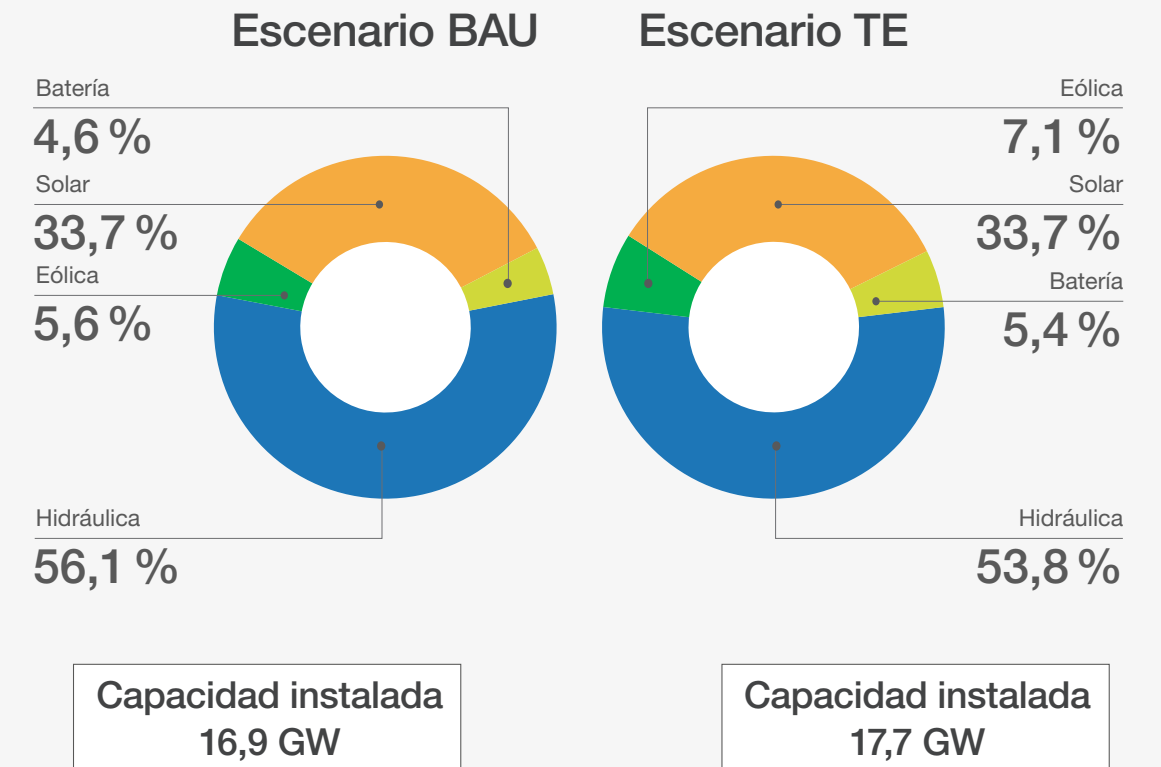


En el caso de BAU la mayoría de las incorporaciones son solares y pequeñas centrales hidroeléctricas. Las eólicas, debido a los costes adicionales asociados a su enlace al sistema interconectado, se suman a este especialmente en década de 2040. En el caso de TE, la principal motivación para una mayor adición de capacidad es el aumento de la demanda.

Una vez que la canasta de generación paraguaya es totalmente renovable, además de tener una capacidad de generación excedentaria muy significativa y proyecciones de demanda a largo plazo muy cercanas, la diferencia entre los dos casos (BAU y TE) para 2050 no es muy significativa. Las pequeñas variaciones se reflejan en relación con la participación de las nuevas tecnologías en el sistema, destacando el aumento de las baterías y de las plantas eólicas añadidas al caso de TE.

GRÁFICO 5.15

Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema paraguayo en 2050

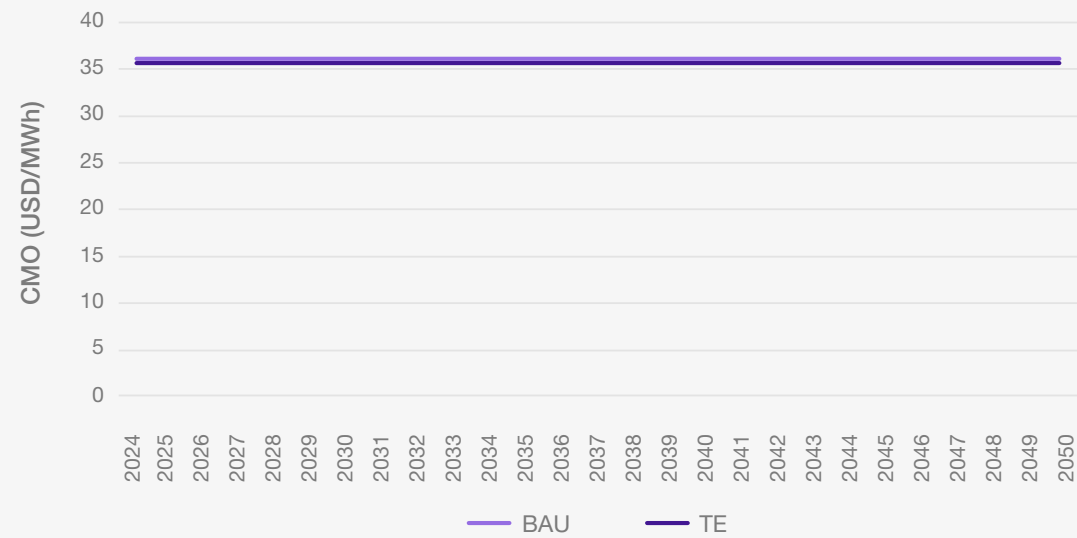


En el caso paraguayo, no hay emisión de gases de efecto invernadero en ninguno de los escenarios, por lo que se omite este resultado.

De manera similar a lo observado en el caso de BAU, los costos marginales en Paraguay tienden a estar anclados a los costos de exportación de su excedente de generación a sus vecinos, especialmente Brasil y Argentina. A medida que el sistema disminuye de capacidad por el crecimiento de la demanda interna, se reducen los excedentes exportados a los países limítrofes, centrándose en la capacidad de producción nacional para el suministro de energía.

GRÁFICO 5.16

Comparación de los costos marginales en el sistema paraguayo 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 el futuro, considerando la evolución de la canasta energética dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.19 y 5.20 ofrecen una imagen comparativa detallada de estos costos, proporcionando una visión integral de su trayectoria con los años.

GRÁFICO 5.17

Evolución de los costos de inversión en generación

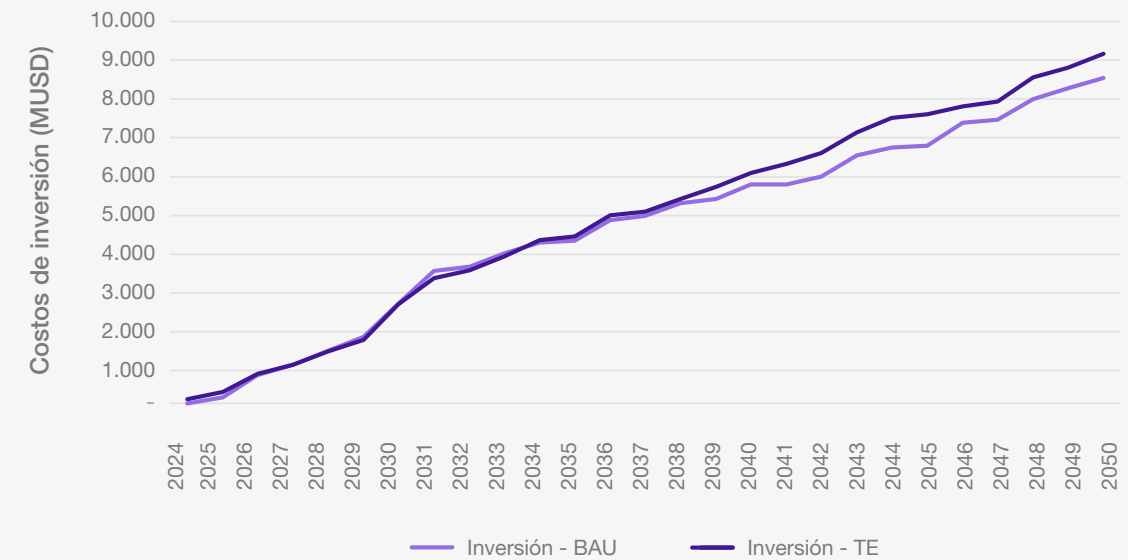
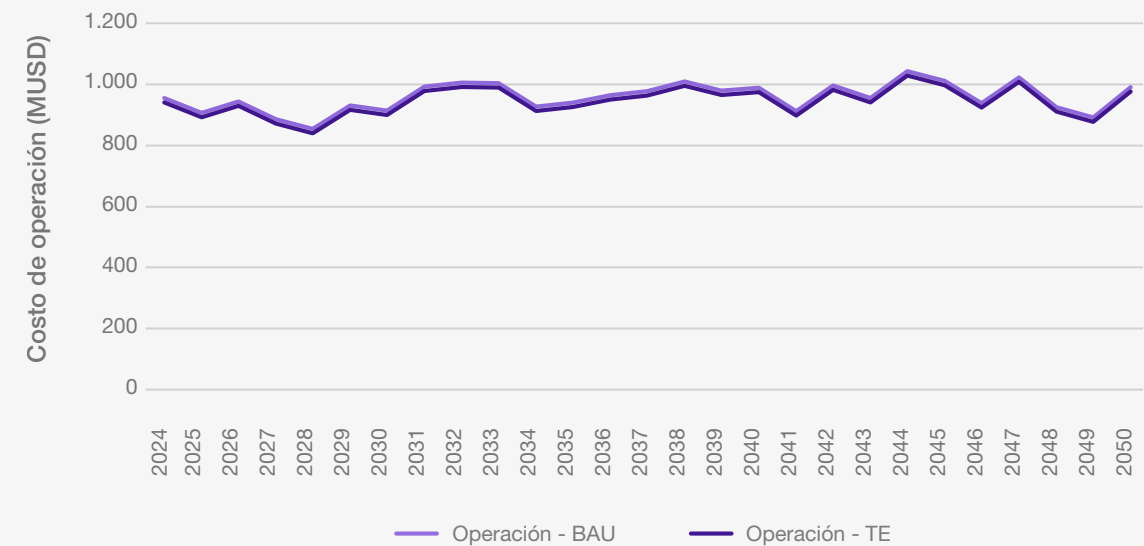


GRÁFICO 5.18

Evolución de los costos de operación



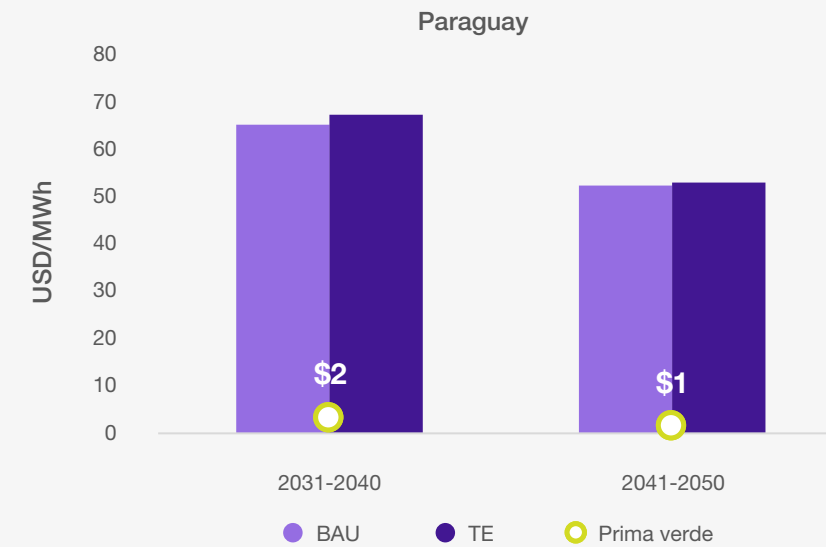
Es notable que en el caso de TE hay un aumento en los costos de inversión, motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica (resultante de una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde). En lo que respecta a los costos operativos, dado que estos están directamente relacionados con las exportaciones de energía a Brasil y no se registran cambios en la cantidad total de energía exportada entre los casos de BAU y TE, este indicador permanece invariable en ambos escenarios.

Finalmente, el gráfico 5.19 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. Más detalles sobre este indicador se pueden ver en el apéndice 7 (etapa 5 de la propuesta metodológica).

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

GRÁFICO 5.19

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



Los costos marginales de expansión para el caso paraguayo son muy similares en los dos escenarios analizados, ya que se realizaron pocas modificaciones entre ambos. Como el sistema paraguayo ya cuenta con una generación 100 % renovable y no depende de la generación termoeléctrica en ninguno de los años analizados, la prima verde para el sistema es considerablemente baja, entre 2 USD/MWh en la década de 2030 y 1 USD/MWh en la década de 2040.



Inversiones en transmisión

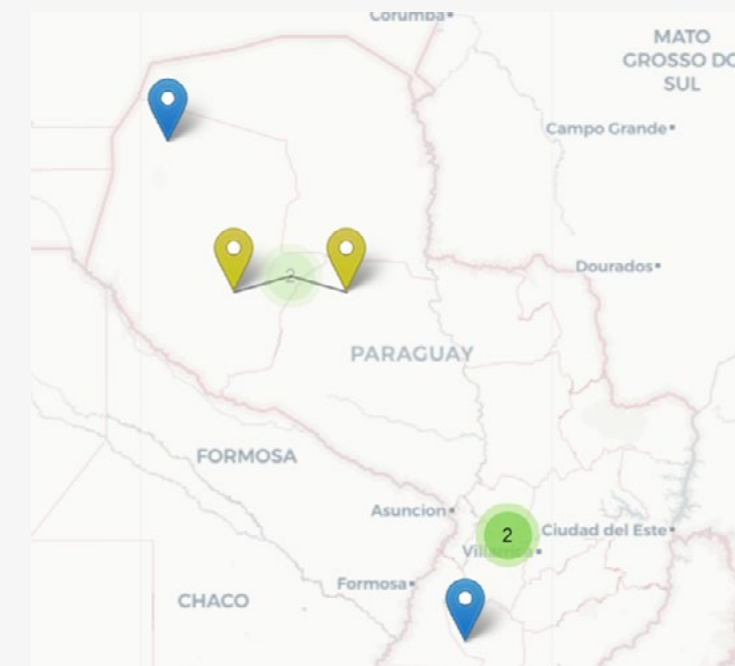
El contexto del sistema eléctrico paraguayo al inicio del horizonte se caracteriza por ser 100 % hidroeléctrico, dado que el país cuenta con dos importantes centrales hidroeléctricas binacionales, Itaipú y Yacyretá.

Paraguay dispone de una capacidad de oferta considerablemente superior a su demanda anual. Esta situación se prevé que perdure durante varios años, según las proyecciones de demanda realizadas en el presente estudio. En consecuencia, durante los primeros años objeto del estudio, debido a la baja necesidad de nueva oferta para atender la demanda, se observa una escasa inversión tanto en la oferta de energía como en infraestructuras de transmisión.

En este estudio, la modelación de las energías renovables se realizó teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos regionales. La figura 5.1 muestra la distribución de las ubicaciones con potencial para la instalación de parques eólicos y plantas solares en el país. Además, se puede conocer la velocidad media del viento en el territorio paraguayo consultando los “Mapas del potencial renovable eólico y solar”, incluidos en el apéndice 5 de este reporte.

FIGURA 5.1

Distribución de parques eólicos y solares en Paraguay



En Paraguay, se destaca una peculiaridad: debido a la ya existente oferta considerable de energía renovable, las expansiones en los casos de BAU y TE son muy similares. La tecnología más añadida después de 2030 en ambos casos es la solar, y estos parques se ubican en el centro del país, relativamente cerca de la provincia de Asunción, que concentra la mayor parte de la demanda nacional.

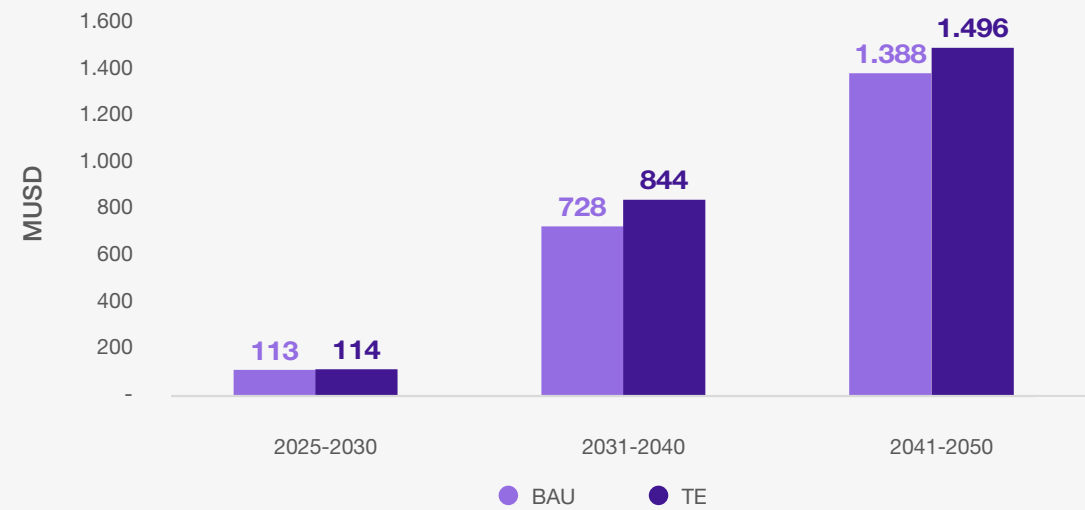
Aunque las centrales renovables eólicas presentan factores de producción considerables, su potencial explotable se concentra en la región del Chaco, que, como se indicó anteriormente, está a mayor distancia del sistema y requiere inversiones en la red de transmisión para su unión al sistema interconectado. Su participación en el estudio se ve limitada debido a su ubicación en zonas más alejadas de los centros de carga en comparación con las instalaciones solares.

De esta manera, es importante tener en cuenta que, una vez que la nueva generación renovable (mayoritariamente solar) es añadida cerca del centro de carga, la nueva inversión de transmisión está centrada en el fortalecimiento de

las líneas y en la conexión de la nueva oferta que será adicionada al sistema principalmente en las dos últimas décadas del horizonte de estudio, ilustrado en el gráfico 5.20.

GRÁFICO 5.20

Inversiones en el sistema de transmisión por décadas



En resumen, se destaca la diferencia en los valores invertidos en transmisión entre el primer periodo y las dos últimas décadas. Inicialmente, la falta de incorporación significativa de nuevas tecnologías en el sistema reduce la necesidad de mayores inversiones en transmisión. En cambio, en las dos últimas décadas, gran parte de la inversión está relacionada con la conexión de la nueva oferta al sistema debido al aumento de la demanda, especialmente de las instalaciones eólicas ubicadas a distancias considerables de los centros de carga.



Inversiones en distribución

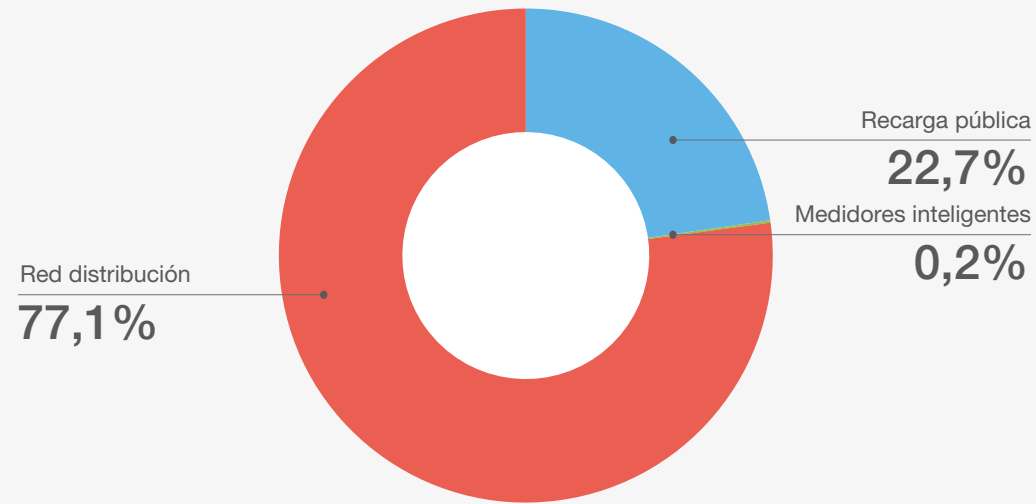
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfocó en las estimaciones de costos vinculados al impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En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

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 821 millones⁸. Su distribución se puede observar en el gráfico 5.21.

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

GRÁFICO 5.21

Inversiones en distribución



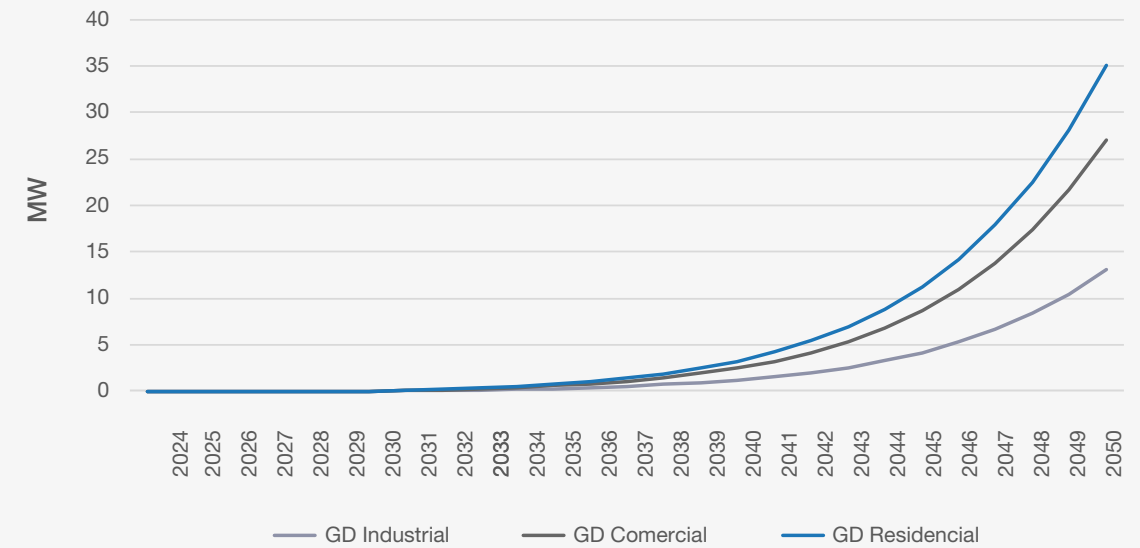
La composición detallada de estas inversiones se desarrolla en los siguientes subapartados.

► **Instalación de medidores inteligentes**

En Paraguay habrá un crecimiento muy lento de la GD, con valores apreciables a partir del año 2032, y potencias instaladas por sector que superarán los 5 MW hacia el 2041/2042. A partir de estos años, la GD crecerá de forma exponencial, siendo mayoritaria la residencial. Lo anterior obedece a la metodología utilizada para la expansión de esta tecnología, como fue explicado en el presente documento.

GRÁFICO 5.22

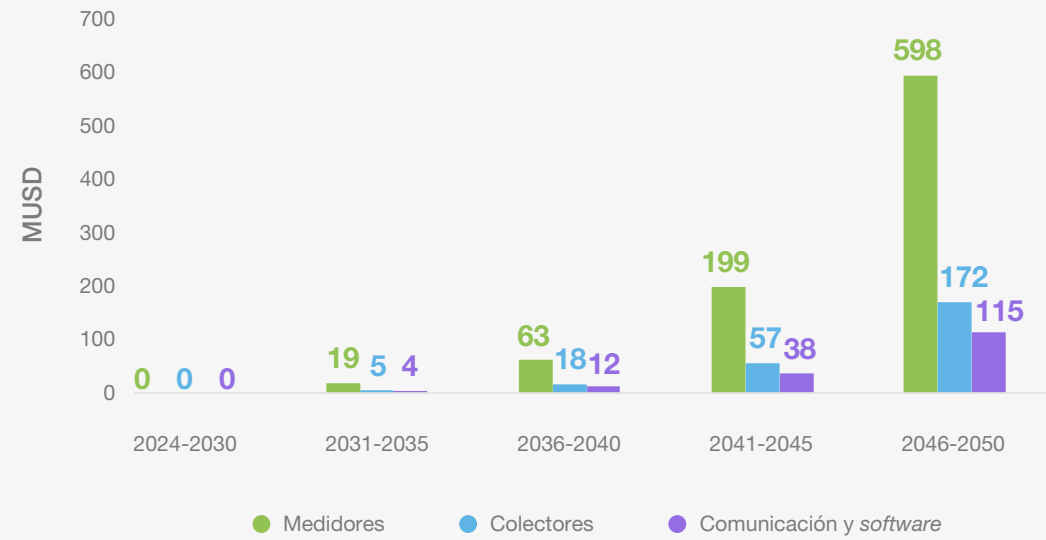
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



En términos de inversiones, y teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, hasta 2030 no se esperan grandes desarrollos en GD en Paraguay. Durante la década 2030-2040, el crecimiento es mínimo, lo cual se refleja en las inversiones, que, a partir de 2041/2042 se disparan, de acuerdo con el perfil exponencial observado en el gráfico 5.23. No obstante, las capacidades instaladas no son significativas, lo que explica el nivel de costos calculado.

GRÁFICO 5.23

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



► Inversiones en estaciones de recarga pública

En el gráfico 5.24, se presentan las proyecciones obtenidas para cargadores públicos de corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada en Paraguay.

GRÁFICO 5.24

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar al año

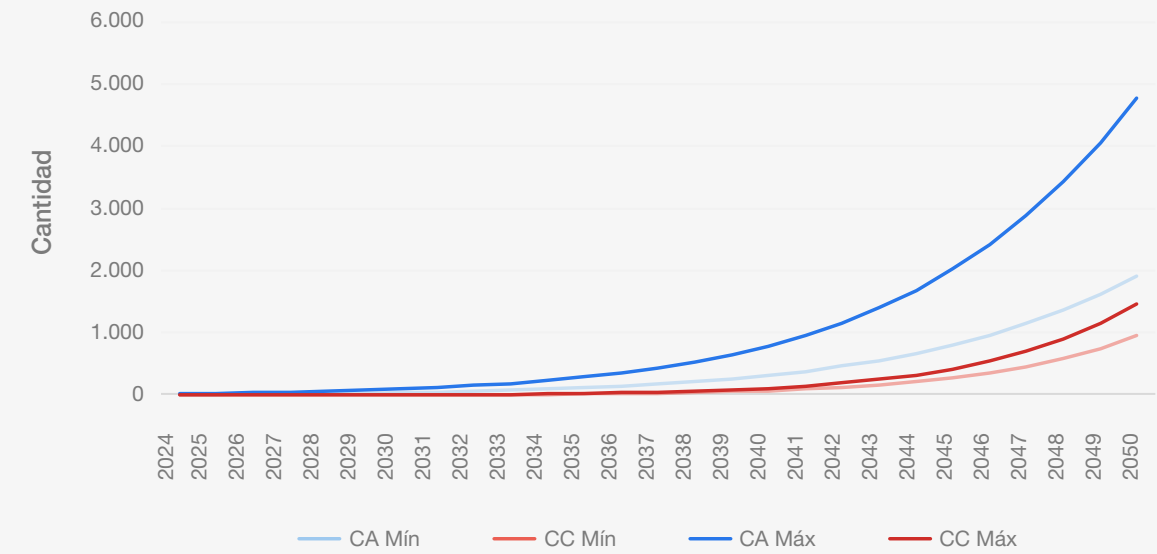
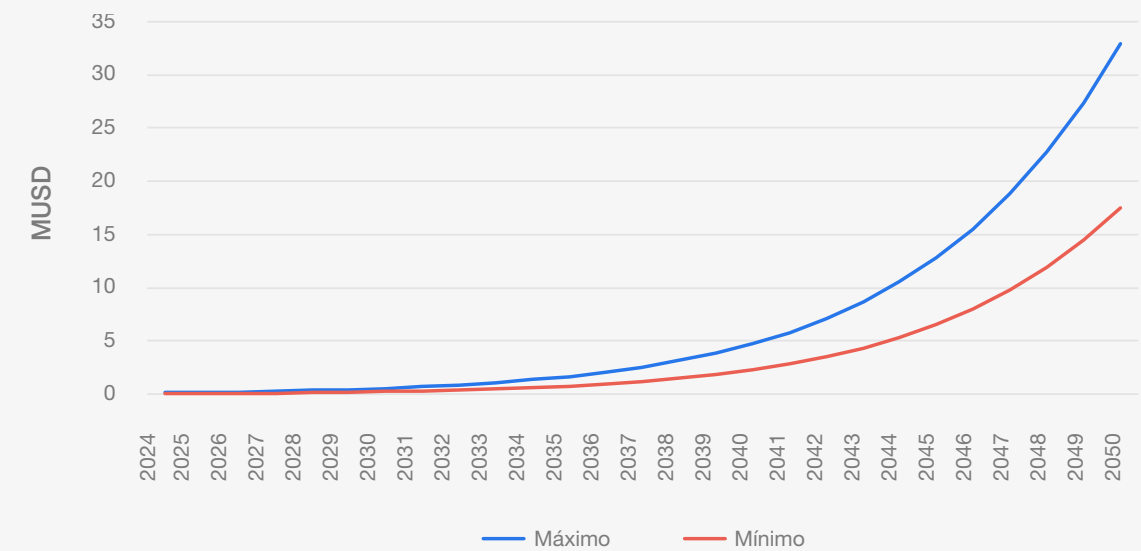


GRÁFICO 5.25

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



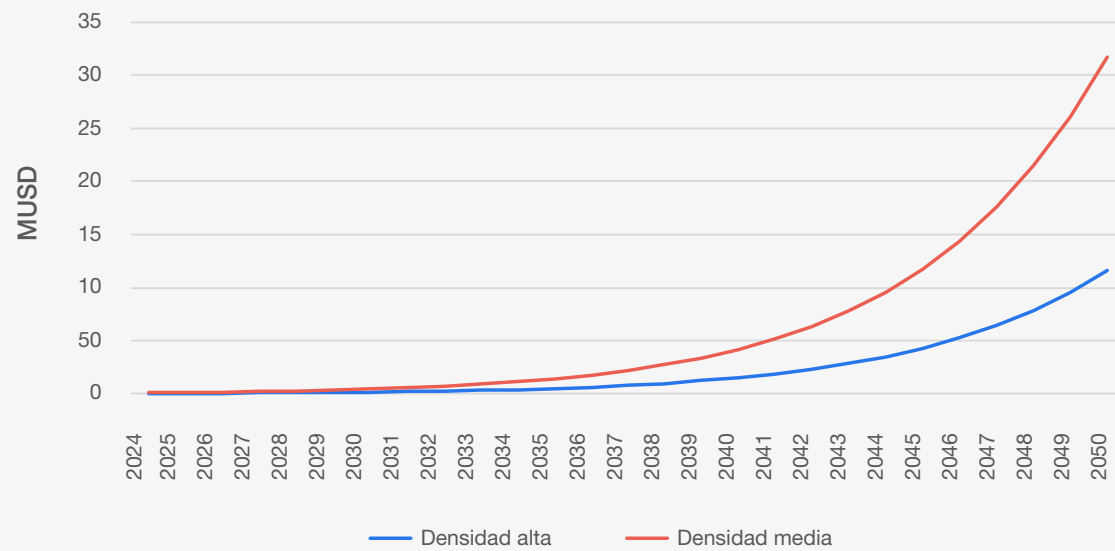
El desarrollo de la red de recarga pública en Paraguay tiene dos etapas marcadas, según puede visualizarse en el **gráfico 5.25**. Un periodo de crecimiento mínimo que durará hasta el año 2035 aproximadamente y, luego, otro de crecimiento exponencial, hasta alcanzar valores entre USD 18 y USD 32 millones al año hasta 2050. Con ello, el MOPC y la ANDE tendrán margen para adoptar medidas adicionales que le permitirán acelerar dicho despliegue en el marco de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (Gobierno de Paraguay, 2021a) y la Ley 6925 de incentivos y promoción del transporte eléctrico.

► Refuerzo de la red de distribución en Paraguay

Se espera que el despliegue de vehículos eléctricos en Paraguay sea lento durante aproximadamente las primeras dos décadas. El comportamiento de las inversiones muestra esto, observándose un crecimiento exponencial desde el año 2040. Así, se alcanzan valores significativos para los sistemas de distribución paraguayos, particularmente hacia el final del periodo.

GRÁFICO 5.26

Inversiones anuales en la red de distribución



Las estimaciones realizadas indican que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución por incremento de la demanda, debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar los USD 5 millones anuales en 2030, USD 40 millones anuales en 2040 y USD 320 millones anuales en 2050.



6

Ejes de acción en Paraguay



» 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.

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 paraguayo.

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 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 eólicas y solares, 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 nuevas tecnologías, entre otros. Otra posible acción específica sería la creación de grupos de trabajo especializados, con expertos en esos ámbitos.

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

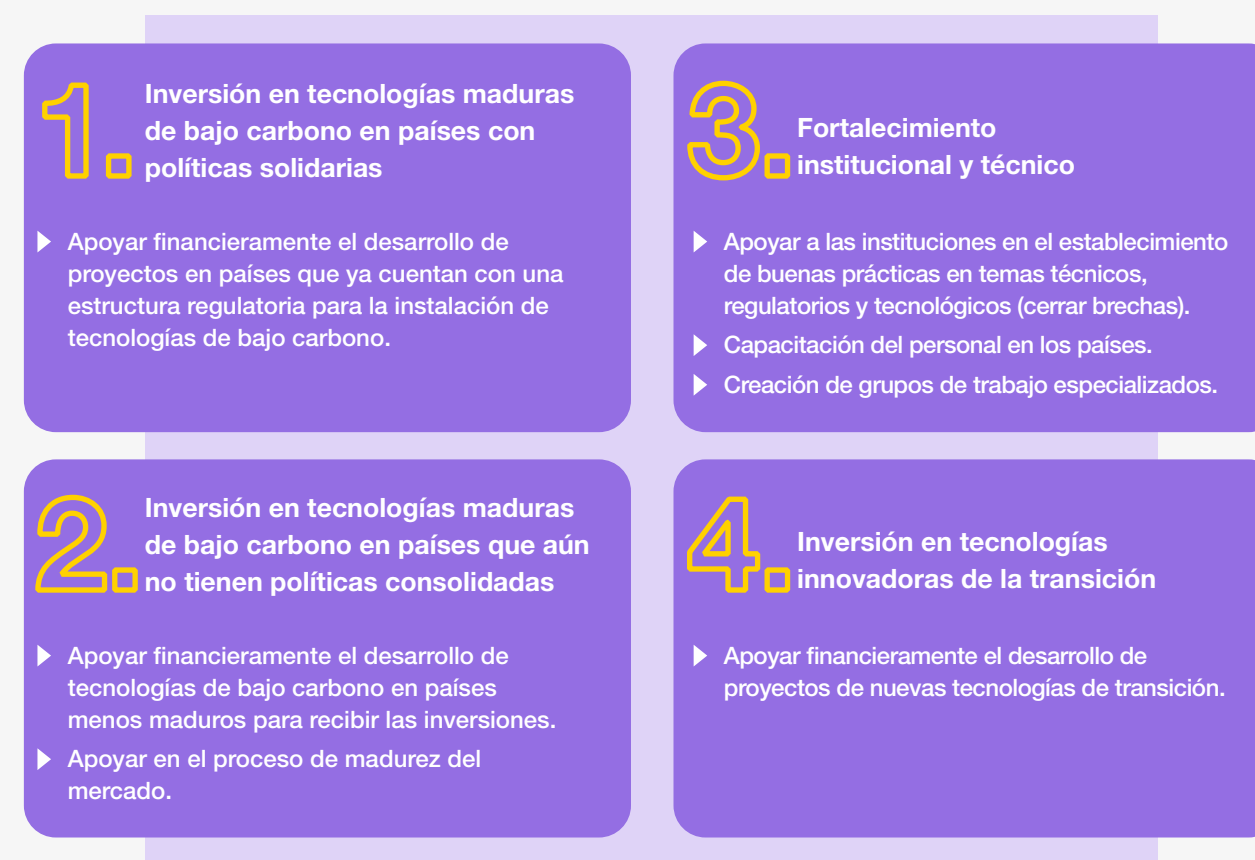
Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos tales como la descarbonización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

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

concretas (primeramente, en proyectos piloto y después a larga escala) son acciones importantes para que estas tecnologías, cruciales para la descarbonización de los sectores (eléctrico y otros), ganen la madurez necesaria para su despliegue.

FIGURA 6.1

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



El entorno del mercado paraguayo se analizó para cada uno de los cuatro ejes de actuación mencionados anteriormente.

La canasta energética de Paraguay se caracteriza por la participación total de las centrales hidroeléctricas, que suministran toda la energía del sistema interconectado. Toda la capacidad de generación se concentra en tres centrales: Acaray, de propiedad exclusiva del Estado paraguayo, e Itaipú y

Yacyretá, ambas binacionales, en las que Paraguay tiene derecho a la mitad de participación en cada una.

Su participación en las centrales de Itaipú y Yacyretá se traduce en un alto nivel de excedentes, dado que el país no tiene demanda suficiente para consumir la energía que le pertenece. Como resultado, el sistema paraguayo tiene una característica única en comparación con sus vecinos: altos niveles de comercio de electricidad con Brasil y Argentina. Estas transacciones de electricidad son una importante fuente de ingresos para el país, representando una alta proporción de su balanza comercial. Sin embargo, cabe señalar que estas exportaciones se realizan sobre la base de acuerdos bilaterales y solo con el respaldo de las hidroeléctricas binacionales, un proceso que suele ir acompañado de una pesada carga burocrática y no permite una verdadera optimización de los excedentes energéticos de cada país.

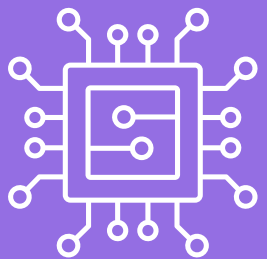
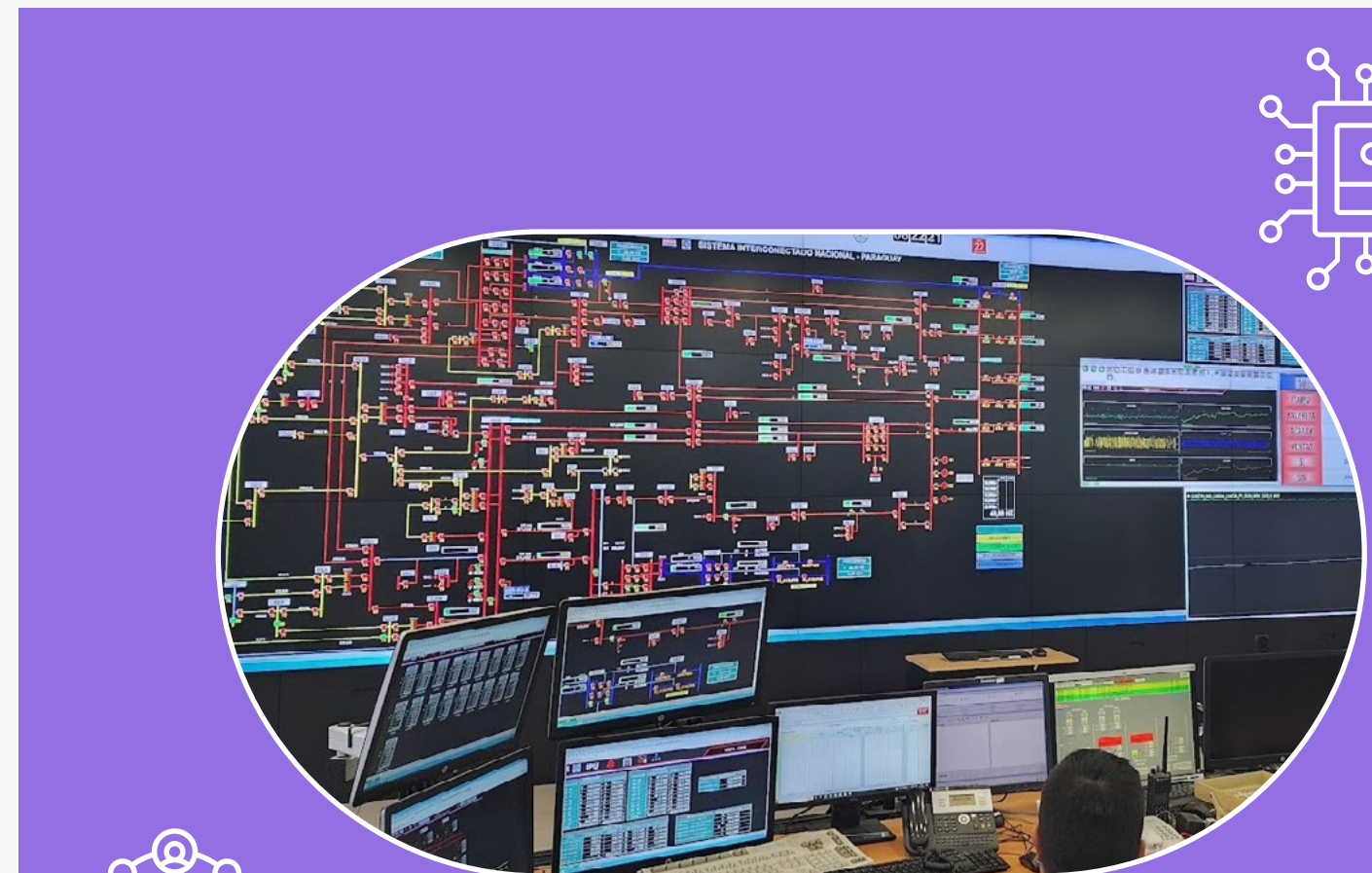
El parque generador del sistema paraguayo es antiguo, lo que ha hecho necesaria la modernización de las centrales hidroeléctricas en los últimos años. También se destacan las acciones de ampliación del parque existente, con la instalación de generadores adicionales en la central de Itaipú y la motorización de un brazo del vertedero de la central de Yacyretá, posibilitando el aumento de la capacidad de potencia del sistema.

Con la previsión de crecimiento de la demanda para los próximos años, las acciones en el sistema paraguayo se concentran en diferentes frentes: (i) la continuación del proceso de modernización del parque generador existente; (ii) el desarrollo del potencial hidroeléctrico remanente, especialmente a través de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, y (iii) el desarrollo del potencial renovable, especialmente a través de la participación de plantas fotovoltaicas.

En cuanto a la modernización del parque de generación, mediante la actualización de los equipos del parque actual y la motorización de las centrales existentes, destacan la modernización de Acaray y del embalse de Yguazú, que permitirían, en particular, aumentar la capacidad de potencia del sistema paraguayo, además de posibilitar una operación más segura y automatizada. Con respecto al potencial de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas en el país, estas se concentran sobre todo a lo largo del río Paraguay.

Finalmente, considerando el limitado potencial de las dos primeras alternativas para abastecer la demanda futura, la solución de desarrollar el potencial

renovable emerge como la principal opción. Esta cobra especial relevancia durante la estación seca, cuando las centrales hidroeléctricas disminuyen su capacidad de generación debido a la ausencia de embalses de regulación más significativos. En este contexto, el desarrollo de centrales solares emerge como la principal alternativa, ya que ofrecen un potencial atractivo y pueden instalarse cerca de los centros de carga. Dado su perfil de generación y la baja capacidad de regularización de los embalses, su asociación con recursos de almacenamiento permite suministrar energía durante todo el día, además de minimizar los impactos sobre la red de transporte. En cuanto a la tecnología eólica, aunque también presenta factores de capacidad relativamente atractivos utilizando estructuras de mayor altura, su desarrollo depende de la conexión de la región del Chaco paraguayo al sistema interconectado, lo que podría ser un obstáculo para su desarrollo.















En este contexto, las acciones en el sistema paraguayo apuntan particularmente a los ejes 1 y 2. Con relación al primer eje, se destaca la continuidad del proceso de modernización y desarrollo del potencial hídrico. Al tratarse de acciones generalmente intensivas en capital, el financiamiento es vital para la viabilidad e implementación de los proyectos. En cuanto al segundo eje, las centrales de energía renovable no convencional aún no tienen una participación a gran escala en el país, pero se perfilan como alternativas importantes en los próximos años. Esta implantación podría conllevar desafíos en la operación del sistema, lo que requeriría un apoyo institucional y regulatorio (eje 3) asociado a la actualización de los procedimientos operativos del operador paraguayo.






En el campo de la innovación, la producción de hidrógeno verde ha surgido como la principal alternativa. Dada su matriz de generación limpia a precios competitivos y los altos niveles de excedentes energéticos disponibles en la actualidad, la producción de hidrógeno verde en el país puede ser competitiva especialmente para la exportación. En este sentido, Paraguay ya cuenta con un marco regulatorio, establecido por la Ley 6977/23, así como con proyectos en fase preliminar de viabilidad. El **cuadro 6.1** presenta un resumen de los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Paraguay

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono con políticas	 Rentabilidades atractivas con riesgos controlados, asociados a proyectos existentes y consolidados.	 Imprescindible para permitir la extensión de la vida útil y la mejora del parque generador	 Implementaciones utilizando una tecnología ya consolidada, con intervenciones sin mayores complejidades.
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono sin políticas	 Implementación de proyectos renovables, con retornos razonables esperados.	 Aparece como la principal alternativa tras el agotamiento del potencial hídrico.	 Puede requerir actualizaciones regulatorias a medida que la integración se vuelva más significativa.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad per se no genera retornos inmediatos.	 Permitiría una integración más segura de las energías renovables.	 Debido a las características del parque actual, al principio no hubo grandes discusiones.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgos y retornos más altos (hidrógeno verde).	 Usos importantes en la economía local, además de ser utilizado para la exportación.	 El país ya cuenta con un marco regulatorio y los proyectos se encuentran en etapas de viabilidad financiera.

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 Paraguay revela varias brechas y oportunidades de mejora. Aunque se ha aprobado una ley para fomentar las ERNC, su implementación efectiva y la atracción de inversiones privadas en tecnologías eólicas y solares aún están pendientes.

En eficiencia energética, aunque existe un comité y un plan nacional, este necesita ser actualizado y complementado con estrategias específicas y medidas financieras y fiscales para su adopción.

En el ámbito de la electromovilidad, Paraguay ha establecido incentivos y leyes para promover su desarrollo, pero aún falta reglamentar la ley y desarrollar la infraestructura de carga necesaria. Asimismo, se está trabajando en un marco normativo para el hidrógeno verde, pero se necesita la aprobación y publicación de la ley de hidrógeno para captar inversiones privadas. En cuanto a las redes y la medición inteligentes, se han implementado proyectos piloto, pero falta un plan nacional integral a largo plazo para garantizar el desarrollo continuo de estas tecnologías.

En Paraguay, se ha establecido una estrategia y un plan regulatorio para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde. No obstante, aún falta redactar regulaciones específicas e implementar la infraestructura necesaria.

La integración del gas natural como un vector de transición está siendo evaluada mediante exploraciones en el territorio nacional y la observación del mercado internacional. Es crucial fomentar la participación de combustibles de bajas emisiones en la matriz energética del país.

Dentro de la política energética de Paraguay, se asigna un papel importante al gas natural, promoviendo su uso seguro y confiable, especialmente en los sectores comercial, residencial y de transporte. Las plantas de generación de gas natural se consideran como candidatas viables para reemplazar las plantas

de carbón y diésel que aún operan en el país. Implementar estas medidas es esencial para avanzar hacia una matriz energética más sostenible y diversificada.

En conclusión, el sistema eléctrico paraguayo destaca por su notable participación de las hidroeléctricas, con una capacidad instalada de aproximadamente 8 GW al cierre de 2024, representando el 100 % de su matriz. La modernización de las centrales existentes y la incorporación de tecnologías renovables, especialmente solares, impulsan la expansión del sistema en el caso de BAU. Destaca aquí la relevancia de la reciente aprobación de la ley y el decreto reglamentario para fomentar la participación de las ERNC.

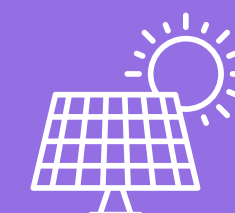
En el caso de BAU, el análisis de la canasta de generación del sistema paraguayo muestra una evolución significativa en el horizonte del estudio. En los primeros años, alrededor del 65 % de la energía producida es destinada a la exportación, gracias a los excedentes de generación de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá. Sin embargo, hacia el final del periodo evaluado, se observa un cambio relevante con la incorporación creciente de la energía solar, que gana competitividad debido a la reducción de los costos de inversión y su capacidad para satisfacer la demanda en todas las horas del día. Con este cambio, la relevancia de las exportaciones disminuye considerablemente, reduciéndose a aproximadamente el 30 % de la generación total, ya que la prioridad pasa a ser el atendimento de la demanda interna. En este escenario destaca la transición del sistema hacia una mayor diversificación y un menor enfoque en las exportaciones, alineándose con las tendencias globales hacia fuentes de energía más sostenibles.

En el caso de TE, se observa una evolución hacia una matriz más diversificada, con un protagonismo creciente de las fuentes solares y eólicas (véanse los gráficos 5.7 y 5.8). La expansión renovable, aunque liderada por la energía solar, presenta una mayor participación de las eólicas en la década de 2040. Además, la necesidad de priorizar la oferta interna ante el crecimiento de la demanda reduce las exportaciones en el horizonte de 2050.

La comparación entre los casos de BAU y de TE en Paraguay revela diferencias importantes en la proyección de la demanda de energía, impulsada por una mayor electrificación del parque automotor en el caso de TE. En este escenario, la exclusión de nuevas plantas termoeléctricas fomenta una mayor incorporación de tecnologías renovables y de almacenamiento. Aunque el escenario de TE

presenta un aumento significativo en los costos de inversión debido a las metas de descarbonización y al crecimiento de la demanda eléctrica, con una inversión de USD 8.539 millones en el caso de BAU y USD 9.172 millones en el caso de TE (véase el gráfico 5.17), los costos operativos se mantienen constantes debido a la reducción de las exportaciones de energía. En resumen, a pesar de los mayores costos de inversión iniciales en el escenario de TE, se observa una estabilidad en los costos operativos a largo plazo, reflejando una transición hacia un sistema más sostenible y eficiente.

El análisis de las inversiones en transmisión (ver el gráfico 5.20) destaca la importancia de superar obstáculos para la expansión del sistema, especialmente en regiones con alto potencial renovable. En Paraguay, inicialmente, la falta de incorporación significativa de nuevas tecnologías



en el sistema reduce la necesidad de mayores inversiones en transmisión. Sin embargo, en las dos últimas décadas, gran parte de la inversión está relacionada con la conexión de la nueva oferta al sistema debido al aumento de la demanda, especialmente de las instalaciones eólicas ubicadas a distancias considerables de los centros de carga. Tanto en el caso de BAU como en el caso de TE, los costos de inversión en transmisión permanecen iguales, siendo de USD 2.229 millones en ambos escenarios.

Las inversiones en distribución se destinan en un 77 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, subsector para el que los valores llegan a USD 633 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el caso de TE, se utilizó el costo marginal de expansión como insumo. Este indicador se puede calcular como la diferencia entre los costos marginales de largo plazo de los casos BAU y TE (ver el gráfico 5.19).

Los costos marginales de expansión en Paraguay son muy similares en los dos casos analizados, ya que se realizaron pocas modificaciones entre los escenarios de BAU y TE. Dado que el sistema paraguayo ya cuenta con una generación 100 % renovable y no depende de la generación termoeléctrica en ninguno de los años analizados, la prima verde para el sistema resulta en un valor considerablemente bajo, entre 2 USD/MWh en la década de 2030 y 1 USD/MWh en la década de 2040.

En términos regulatorios, la cercanía de Paraguay a uno u otro escenario dependerá parcialmente de los desarrollos de electromovilidad y producción de hidrógeno verde. Por ello, son importantes, respectivamente, las leyes de electromovilidad y la ruta de hidrógeno verde emitidas.

En el caso de la transición en Paraguay, no se registra un incremento significativo en los costos marginales de expansión, puesto que el sector eléctrico del país ya se encuentra descarbonizado desde el inicio del período analizado. Las diferencias observadas son resultado de variaciones en las proyecciones de demanda, especialmente debido a una mayor inserción de los vehículos eléctricos en el caso de TE. Este enfoque estratégico permite mantener una transición suave sin impactos excesivos en los costos de expansión.

El análisis del sistema eléctrico paraguayo revela varias acciones clave para avanzar en su transición energética. Primero, Paraguay se destaca por su matriz energética 100 % hidroeléctrica, con una capacidad de oferta significativamente superior a su demanda anual, gracias a las centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá. Este exceso de generación se traduce en altos niveles de exportación de energía a Brasil y Argentina, lo cual es una importante fuente de ingresos para el país. Sin embargo, estas exportaciones están limitadas por acuerdos bilaterales y una burocracia pesada que impide una optimización real de los excedentes energéticos.

Para satisfacer el crecimiento de la demanda en los próximos años, las acciones del sistema paraguayo se enfocan en tres frentes principales: la modernización del parque generador existente, el desarrollo del potencial hidroeléctrico remanente y la expansión del potencial renovable, especialmente a través de plantas fotovoltaicas. La modernización incluye la actualización de equipos y la motorización de embalses existentes, lo cual aumentará la capacidad y la eficiencia del sistema. Además, el desarrollo de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas se concentra a lo largo del río Paraguay.

El potencial renovable, especialmente solar, se presenta como la principal alternativa para atender la demanda futura, debido a su viabilidad económica y proximidad a los centros de carga. Las plantas solares, con su capacidad de generación distribuida y perfil de generación diurna, ofrecen una solución atractiva para la estación seca cuando la generación hidroeléctrica disminuye. La energía eólica, aunque también viable, enfrenta desafíos de conexión debido a su ubicación en la región del Chaco, lejos de los centros de carga principales.

En el campo de la innovación, la producción de hidrógeno verde emerge como una alternativa prometedora. Con una generación limpia y excedentes energéticos significativos, Paraguay tiene el potencial de convertirse en un competidor fuerte en el mercado internacional de hidrógeno verde. La Ley 6977/23 ya establece un marco regulatorio para su desarrollo y existen proyectos en fase preliminar de viabilidad que apuntan a capitalizar este recurso.

Finalmente, para asegurar una transición energética exitosa, es crucial fortalecer el marco regulatorio e institucional del sector eléctrico en Paraguay. La modernización y expansión de la infraestructura existente, el desarrollo de nuevas fuentes de energía y la innovación en tecnologías como el hidrógeno

verde requieren un entorno favorable y financiamiento adecuado. La colaboración con instituciones financieras y actores del sector privado será esencial para superar los desafíos y aprovechar las oportunidades que ofrece la transición hacia una matriz energética más sostenible y diversificada.

Referencias

- AIE (2019). *The future of hydrogen*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, Licencia: CC BY 4.0
- ANDE (2021a). *Plan Maestro de Generación* [en línea]. https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%20MAESTRO%20DE%20GENERACION%20%202021-2040.pdf.
- ANDE (2021b). *Plan Maestro de Transmisión. Periodo 2021-2030*. Administración Nacional de Electricidad. https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PLAN%20MAESTRO%20DE%20TRANSMISION%20%202021%20-%202030.pdf
- ANDE (2023). *Dirección de proyectos de redes inteligentes* [en línea]. [http://mecip.ande.gov.py:9000/index.php/filtrar-mecip-por-direccion-gerencia/direccion-ejecutiva-de-proyectos-de-redes-inteligentes?types\[0\]=1](http://mecip.ande.gov.py:9000/index.php/filtrar-mecip-por-direccion-gerencia/direccion-ejecutiva-de-proyectos-de-redes-inteligentes?types[0]=1).
- 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. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?>
- 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*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=>
- Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.
- Bass, F. M. (1969). A new product growth for model consumer durables. *Management Science* 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (s. f.a). *Apoyo a la ANDE en la preparación y ejecución de operaciones de energía limpia* [en línea]. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/PR-T1319>.
- BID (s. f.b). *Apoyo a la transición energética, estrategias de descarbonización y fortalecimiento institucional* [en línea]. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/PR-T1344>.
- BID (s. f. c). *Catalizando la economía del hidrógeno verde en Paraguay* [en línea]. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/PR-T1320>.

- CAF (2016). *Medidas de eficiencia energética en Paraguay* [en línea]. <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2017/02/6-medidas-para-que-paraguay-sea-mas-eficiente-a-nivel-energetico/>.
- CAF (2024). *Programa de Distribución Eléctrica Regiones Este, Centro, Sur y Norte* [en línea]. <https://www.caf.com/es/proyectos/cfa011652-programa-de-distribucion-electrica-regiones-este-centro-sur-y-norte-ande-6/>.
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CME Group (s. f.). *Energy markets* [sitio web.] CME Group. Products. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- CNE (2016). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio*. Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, Santiago de Chile.
- EIA (2022). *Trends in charging infrastructure*. <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 (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023). *Demanda e Eficiência Energética*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf
- 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>.
- FMI (s. f.). *World Economic Outlook Database*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April/select-country-group>.
- Gobierno de Paraguay (2015). *Plan de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica* [en línea]. https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=1732.
- Gobierno de Paraguay (2016). *Política Energética Nacional 2040*. [en línea]. <https://www.itaipu.gov.py/es/pagina/politica-energetica-nacional-2040-0>.

- Gobierno de Paraguay (2021a). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica* [en línea]. https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2152:lanzamiento-estrategia-nacional-de-movilidad-electrica&catid=96:sample-news&Itemid=552.
- Gobierno de Paraguay (2021b). *Ruta del Hidrógeno Verde* [en línea]. https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2064.
- Gobierno de Paraguay (2023). Consejo Estratégico de Movilidad Eléctrica [en línea]. <https://www.stp.gov.py/v1/se-reunio-el-consejo-estrategico-de-movilidad-electrica/>.
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.
- Hydrogen Council. (15 de Julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- IRENA (2021a). *Estado de preparación de las energías renovables* [en línea]. Agencia Internacional de las Energías Renovables. <https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/RRR/ResEjecEstadoPreparEnerRenPyES2021.pdf>.
- IRENA (2021b). *Renewables readiness assessment: Paraguay*. Abu Dabi: Agencia Internacional de las Energías Renovables.
- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022* [en línea]. Agencia Internacional de las Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>.
- IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*, Agencia Internacional de las Energías Renovables.
- Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.
- Itaipu Binacional, Fundación Parque Tecnológico Itaipu y Fundación Bariloche (2015). *Perspectiva energética de la República del Paraguay 2013-2040*. <https://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/u15/PoliticaE.pdf>
- Ministerio de Energía de Chile (2023). *Proyecciones de costos*. Chile avanza contigo [sitio web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>.
- NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen): Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.
- NREL (2023). *2023 Electricity ATB technologies and data overview* [base de datos]. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>.

Our World in Data (2024). Electricity demand 2000-2022. Procesamiento de datos tomados de Ember, *Yearly Electricity Data* [serie de datos]. Ember and Energy Institute.

Petropar. (s. f.). *Funcionamiento de Petropar*. https://www.petropar.gov.py/?page_id=3998.

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.

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

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

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

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

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.

STP (2014). *Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030*. Secretaría Técnica de Planificación. Gobierno de Paraguay. <https://www.stp.gov.py/pnd/wp-content/uploads/2014/12/pnd2030.pdf>

Urteaga, J. A. 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%20eficiencia%20energética%20contribuye%20a,energéticos%20se%20duplique%20para%202040>

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

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

VMME (2022). Balance energético nacional (histórico anual). Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones [base de datos]. Viceministerio de Minas y Energía. https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2069

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/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies>

Apéndice 1

» Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A 1.1

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

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Batería	Total
2024	0	0	0	0	0
2025	300	0	100	0	400
2026	27,6	0	0	0	27,6
2027	0	0	0	0	0
2028	24	0	0	0	24
2029	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,1	0	0,1
2031	0	0	150	100	250
2032	49	0	0	100	149
2033	0	0	250	0	250
2034	0	0	250	0	250
2035	51	0	250	0	301
2036	150	0	100	0	250
2037	0	100	250	0	350
2038	220	0	0	100	320

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Batería	Total
2039	0	100	250	50	400
2040	150	100	100	50	400
2041	261	100	0	0	361
2042	100	100	300	0	500
2043	70	0	400	70	540
2044	40	50	450	0	540
2045	0	0	450	100	550
2046	0	0	450	100	550
2047	0	100	450	0	550
2048	0	100	500	50	650
2049	0	100	500	50	650
2050	77	100	500	0	677
Total	1.519,60	950	5.700,10	770	8939,7

CUADRO A 1.2

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

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Batería	Total
2024	0	0	0	0	0
2025	300	0	100	0	400
2026	27,6	0	0	0	27,6
2027	0	0	0	0	0
2028	24	0	0	0	24

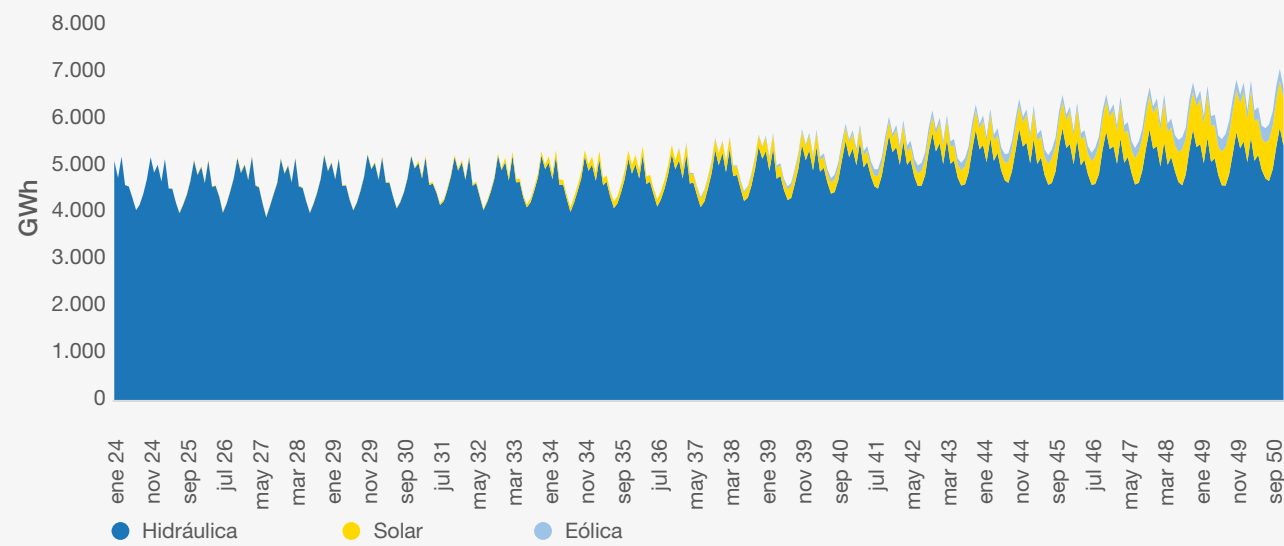
Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Batería	Total
2029	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0
2031	0	0	150	100	250
2032	49	0	150	100	299
2033	60	0	200	0	260
2034	60	0	200	0	260
2035	111	0	250	0	361
2036	80	0	150	100	330
2037	70	0	250	0	320
2038	50	100	150	100	400
2039	72	100	150	60	382
2040	150	100	150	70	470
2041	189	100	100	0	389
2042	100	100	300	0	500
2043	70	0	400	90	560
2044	40	100	400	0	540
2045	0	0	450	100	550
2046	0	50	450	100	600
2047	0	150	450	0	600
2048	0	150	500	70	720
2049	0	150	500	70	720
2050	77	150	500	0	727
Total	1.529,60	1.250,00	5.950,00	960	9689,6

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

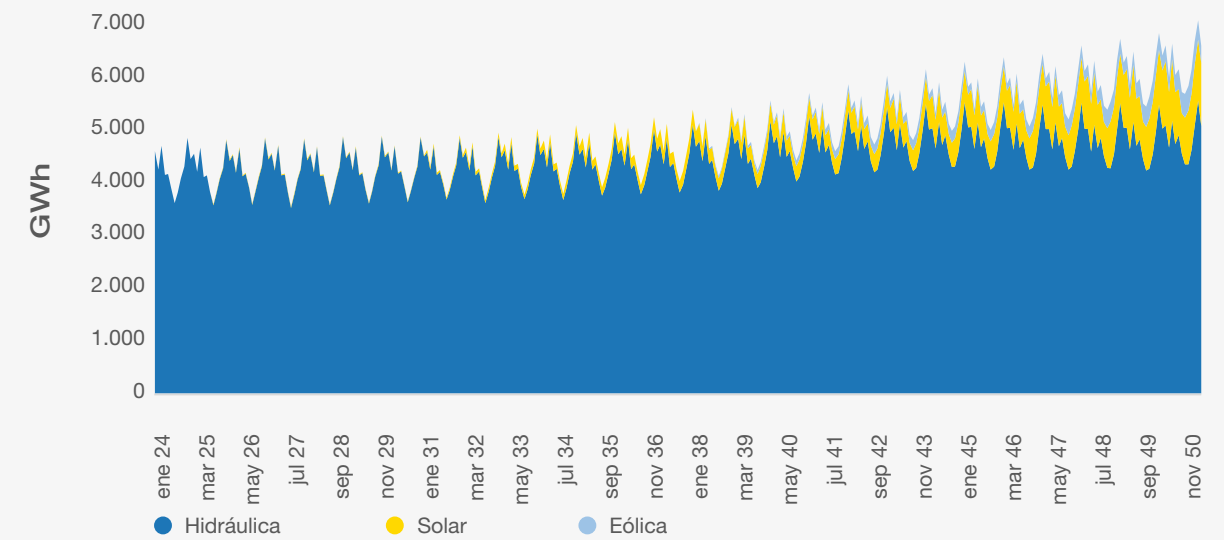
CUADRO A 2.1

Generación mensual en el sistema paraguayo en el caso de BAU



CUADRO A 2.2

Generación mensual en el sistema paraguayo en el caso de TE



Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

Cuadro A.3.1 Inversiones anuales en el sistema de generación de Paraguay (en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	-	-
2025	799	799
2026	66	66
2027	-	-
2028	58	58
2029	-	-
2030	0	-
2031	214	214
2032	227	328
2033	166	277
2034	164	275
2035	283	427
2036	423	391
2037	248	324

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	630	405
2039	292	415
2040	560	610
2041	716	602
2042	503	503
2043	465	484
2044	393	409
2045	346	346
2046	341	384
2047	328	371
2048	398	460
2049	393	455
2050	527	569

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Hidráulica	300	720
2025	Solar	100	79
2026	Hidráulica	28	66
2028	Hidráulica	24	58
2031	Batería (4h)	100	110
2031	Solar	150	104

Año	Tecnología	Capacidad adicional (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2032	Batería (4h)	100	109
2032	Hidráulica	49	118
2033	Solar	250	166
2034	Solar	250	164
2035	Hidráulica	51	122
2035	Solar	250	161
2036	Hidráulica	150	360
2036	Solar	100	63
2037	Eólica	100	92
2037	Solar	250	156
2038	Batería (4h)	100	102
2038	Hidráulica	220	528
2039	Batería (4h)	50	50
2039	Eólica	100	91
2039	Solar	250	151
2040	Batería (4h)	50	50
2040	Eólica	100	90
2040	Hidráulica	150	360
2040	Solar	100	60
2041	Eólica	100	90
2041	Hidráulica	261	626
2042	Eólica	100	89
2042	Hidráulica	100	240
2042	Solar	300	174
2043	Batería (4h)	70	68

Año	Tecnología	Capacidad adicional (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2043	Hidráulica	70	168
2043	Solar	400	228
2044	Eólica	50	44
2044	Hidráulica	40	96
2044	Solar	450	253
2045	Batería (4h)	100	96
2045	Solar	450	250
2046	Batería (4h)	100	96
2046	Solar	450	245
2047	Eólica	100	87
2047	Solar	450	241
2048	Batería (4h)	50	47
2048	Eólica	100	86
2048	Solar	500	264
2049	Batería (4h)	50	47
2049	Eólica	100	86
2049	Solar	500	260
2050	Eólica	100	85
2050	Hidráulica	77	185
2050	Solar	500	257

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Hidráulica	300	720
2025	Solar	100	79
2026	Hidráulica	28	66
2028	Hidráulica	24	58
2031	Batería (4h)	100	110
2031	Solar	150	104
2032	Batería (4h)	100	109
2032	Hidráulica	49	118
2032	Solar	150	102
2033	Hidráulica	60	144
2033	Solar	200	133
2034	Hidráulica	60	144
2034	Solar	200	131
2035	Hidráulica	111	266
2035	Solar	250	161
2036	Batería (4h)	100	104
2036	Hidráulica	80	192
2036	Solar	150	95
2037	Hidráulica	70	168
2037	Solar	250	156
2038	Batería (4h)	100	102
2038	Eólica	100	91
2038	Hidráulica	50	120

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2038	Solar	150	92
2039	Batería (4h)	60	60
2039	Eólica	100	91
2039	Hidráulica	72	173
2039	Solar	150	91
2040	Batería (4h)	70	70
2040	Eólica	100	90
2040	Hidráulica	150	360
2040	Solar	150	89
2041	Eólica	100	90
2041	Hidráulica	189	454
2041	Solar	100	59
2042	Eólica	100	89
2042	Hidráulica	100	240
2042	Solar	300	174
2043	Batería (4h)	90	88
2043	Hidráulica	70	168
2043	Solar	400	228
2044	Eólica	100	88
2044	Hidráulica	40	96
2044	Solar	400	225
2045	Batería (4h)	100	96
2045	Solar	450	250
2046	Batería (4h)	100	96
2046	Eólica	50	44

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Solar	450	245
2047	Eólica	150	130
2047	Solar	450	241
2048	Batería (4h)	70	66
2048	Eólica	150	129
2048	Solar	500	264
2049	Batería (4h)	70	66
2049	Eólica	150	128
2049	Solar	500	260
2050	Eólica	150	128
2050	Hidráulica	77	185
2050	Solar	500	257

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones en el sistema de transmisión de Paraguay (valores acumulados en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	100	101
2026	107	108
2027	107	108
2028	113	114
2029	113	114
2030	113	114
2031	175	178
2032	212	253
2033	274	319
2034	337	385
2035	412	476
2036	474	560
2037	561	641

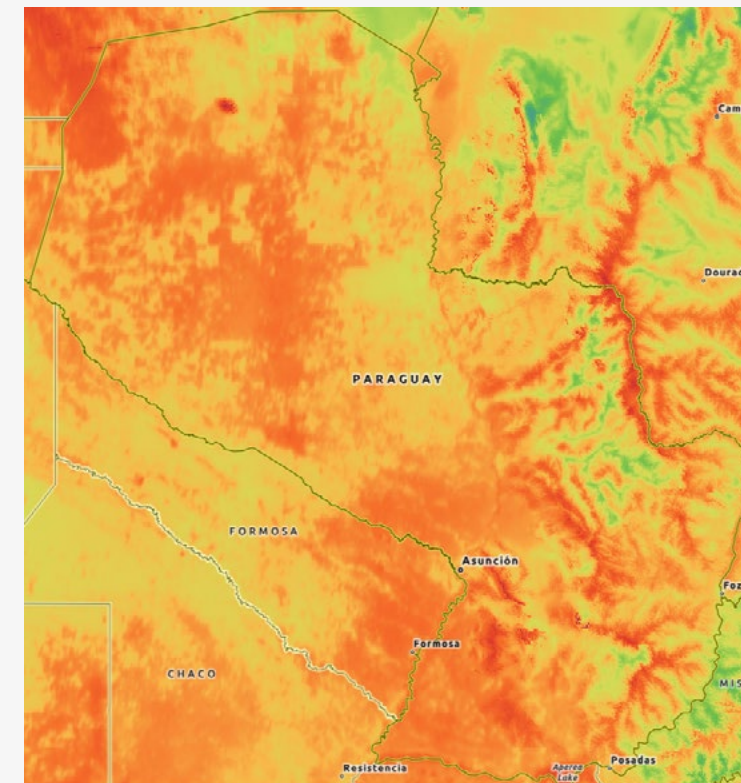
Año	Casos	
	BAU	TE
2038	641	742
2039	741	839
2040	841	958
2041	931	1.057
2042	1.055	1.183
2043	1.190	1.325
2044	1.325	1.462
2045	1.462	1.601
2046	1.599	1.753
2047	1.736	1.905
2048	1.898	2.087
2049	2.060	2.270
2050	2.229	2.454

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar en Paraguay

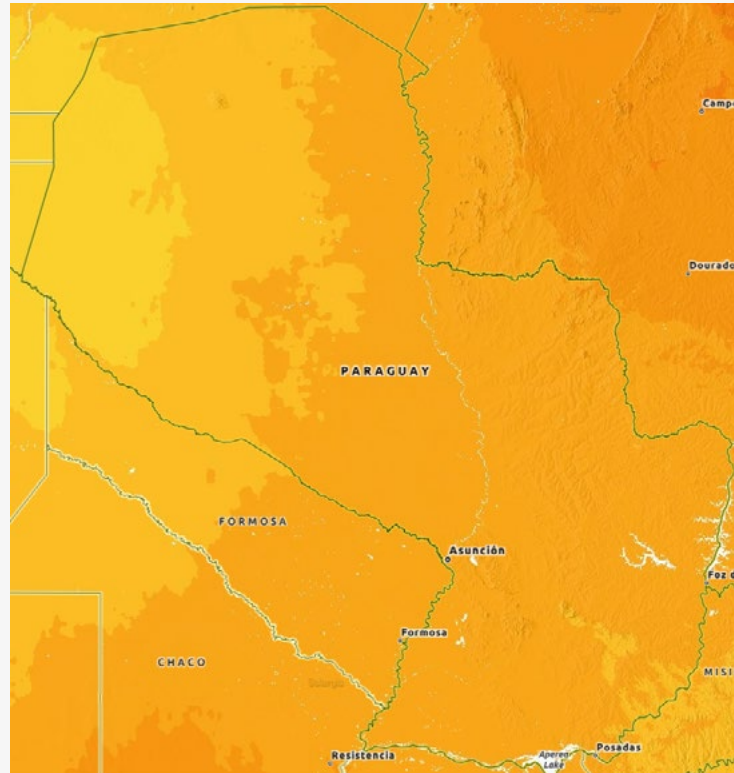
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



Apéndice 6

» Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático⁹.

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

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

encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

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

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

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

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



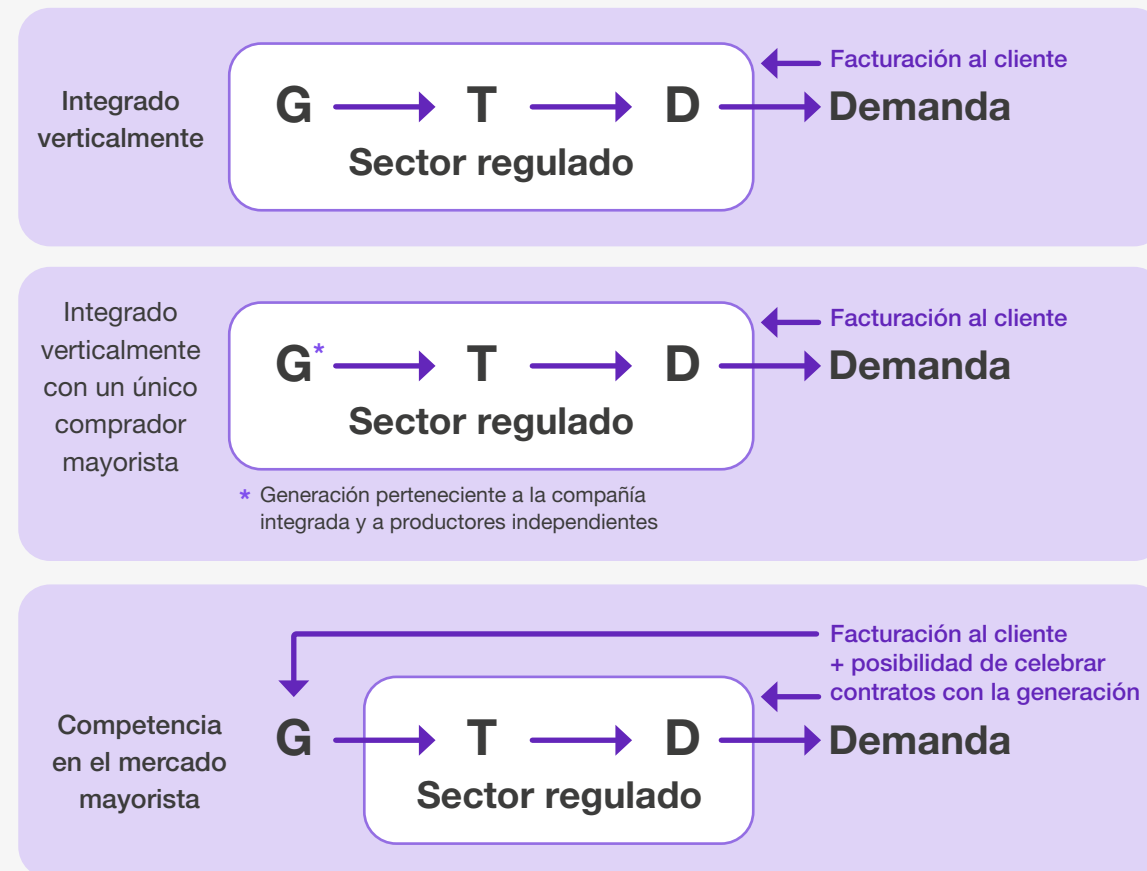
Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

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

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

FIGURA A 6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



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

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

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

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

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

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

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

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

- Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
- Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento mediante energías renovables.

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

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

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

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

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



Segundo criterio: políticas de transición energética

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

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

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

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

▶ **Eficiencia energética.** Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:

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

- o La existencia de normativa de etiquetado de equipamientos eléctricos.
- o La existencia de normativas de eficiencia energética en edificios.

- ▶ **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del transporte, también relevada y proyectada, muestran la necesidad de contar con elementos regulatorios que aporten incentivos para acelerar la evolución de la electromovilidad.
- ▶ **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de la GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.
- ▶ **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, Bolivia o Venezuela, puede ser fundamental como vector en la transición energética, por lo que se ha incluido este análisis en el presente estudio.



Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

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

- ▶ **Planificación energética.** Un planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué naturaleza serán las fuentes energéticas que utilizará. En tal sentido, una planificación energética que considere la inserción de energías renovables y otras tecnologías de descarbonización o al menos con un menor nivel de emisiones de GEI será un vector director hacia escenarios futuros que puedan cumplir, en mayor o menor medida, los compromisos asumidos a nivel internacional (CDN) y nacional.
- ▶ **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:
 - o Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.

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

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

- Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.
- Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban en 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es cercana al 2 % de la generación total, valor que no es destacado, pero que, sin embargo, ha sido alcanzado mediante un crecimiento sostenido del orden del 120 % anual (PNUMA, 2022). En ese sentido, un aspecto clave que se considera es la remuneración de la inyección o extracción a través de mecanismos de medición o facturación netas, orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración del suministro o consumo de energía por parte de los autoprodutores.

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

Apéndice 7

» Propuesta metodológica



Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

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

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

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

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

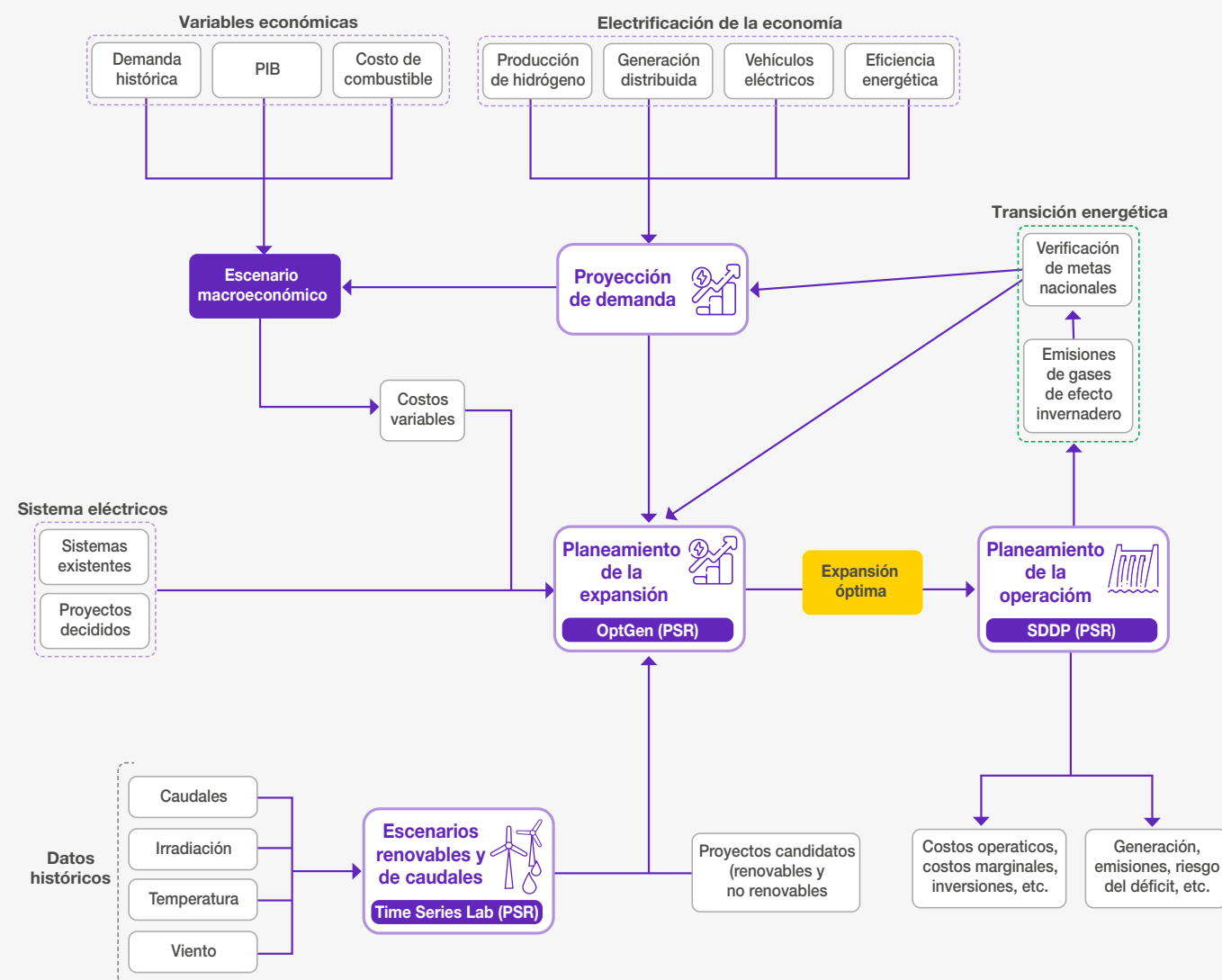
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros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

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

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

FIGURA A 7.1

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



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

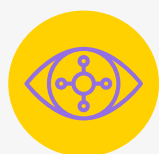
Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación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

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

La figura A.7.3 presenta de manera esquemática los escenarios considerados en el estudio, algunos de los supuestos y los resultados obtenidos.

FIGURA A 7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



Visión general de la metodología

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

▶ Etapa 1. Escenarios de demanda

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

A. Demanda “tradicional” de electricidad

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

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

B. Demandas suplementarias

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

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

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

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

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

C. Emisiones de referencia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Función objetivo

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

- ▶ Costos de inversión en los equipos de generación, transmisión y almacenamiento.
- ▶ Valor esperado de los costos operativos, dados por la suma de los costos de producción de energía de las plantas, en su mayoría relacionados con los costos del combustible; costos de arranque de las plantas termoeléctricas; y costos variables de O&M de todas las plantas. El valor esperado se calcula para el conjunto de simulaciones operativas con los escenarios producidos en la etapa 3.
- ▶ Valor esperado de los costos de emisión de dióxido de carbono (CO₂).

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

Criterios de confiabilidad

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

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

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

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

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

Criterios de flexibilidad

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

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

Procedimiento de solución del problema de expansión

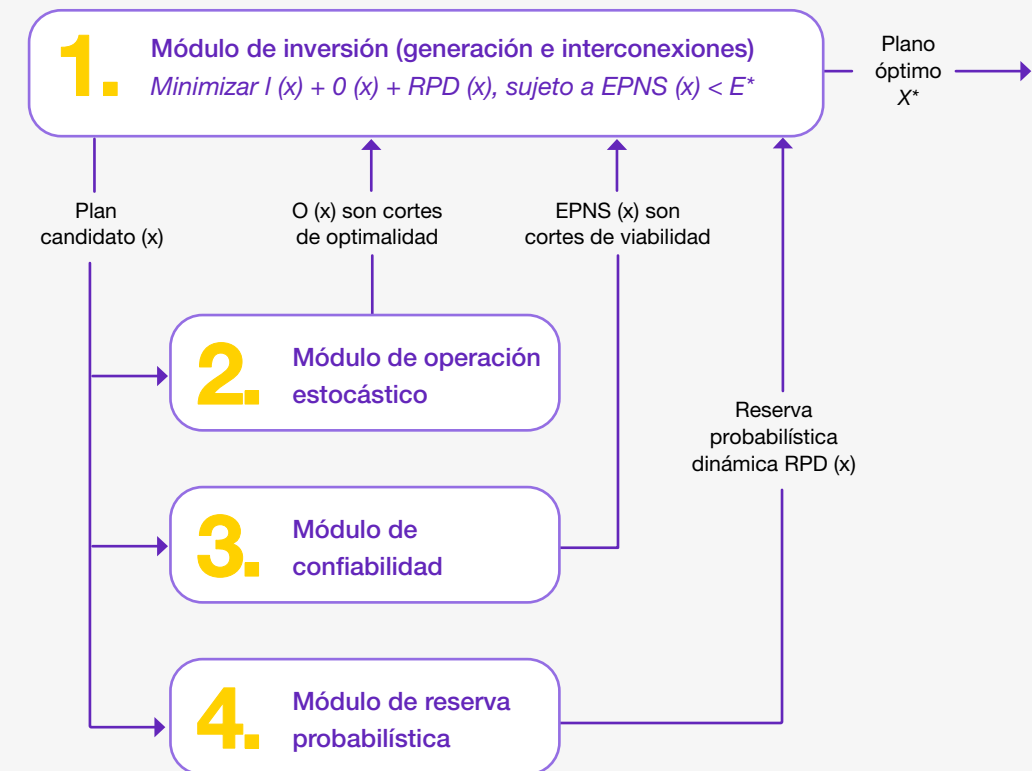
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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

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

FIGURA A 7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



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

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

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

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

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

▶ **Etapa 5. Cálculo de la prima verde**

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

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

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

Siendo:

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

TD_t : la demanda total anual, en MWh;

t : el periodo de amortización, en años;

T : el horizonte del estudio, en años;

tx_a : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

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

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

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

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

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

▶ **Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión**

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

Apéndice 8

» Metodología para el cálculo de los supuestos

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



Pronóstico de la demanda

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

► Modelos de proyección de la demanda energética

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

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

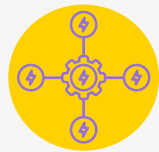
► Modelo de proyección seleccionado

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

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

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

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



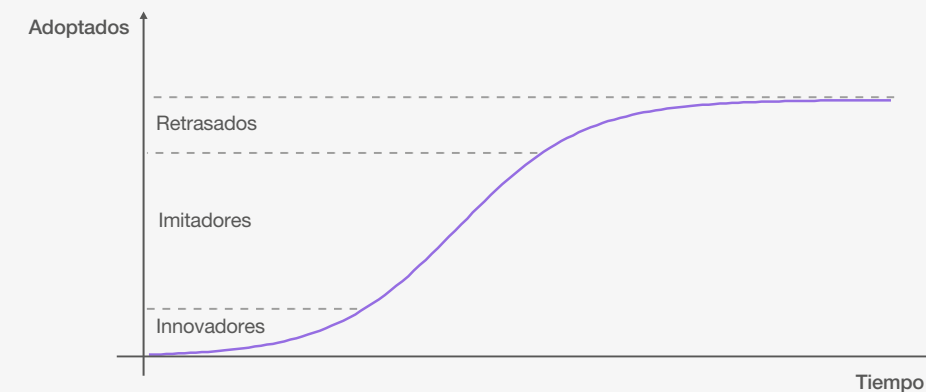
Generación distribuida

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

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

FIGURA A 8.1

Curva S de adopción



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

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

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

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

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

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

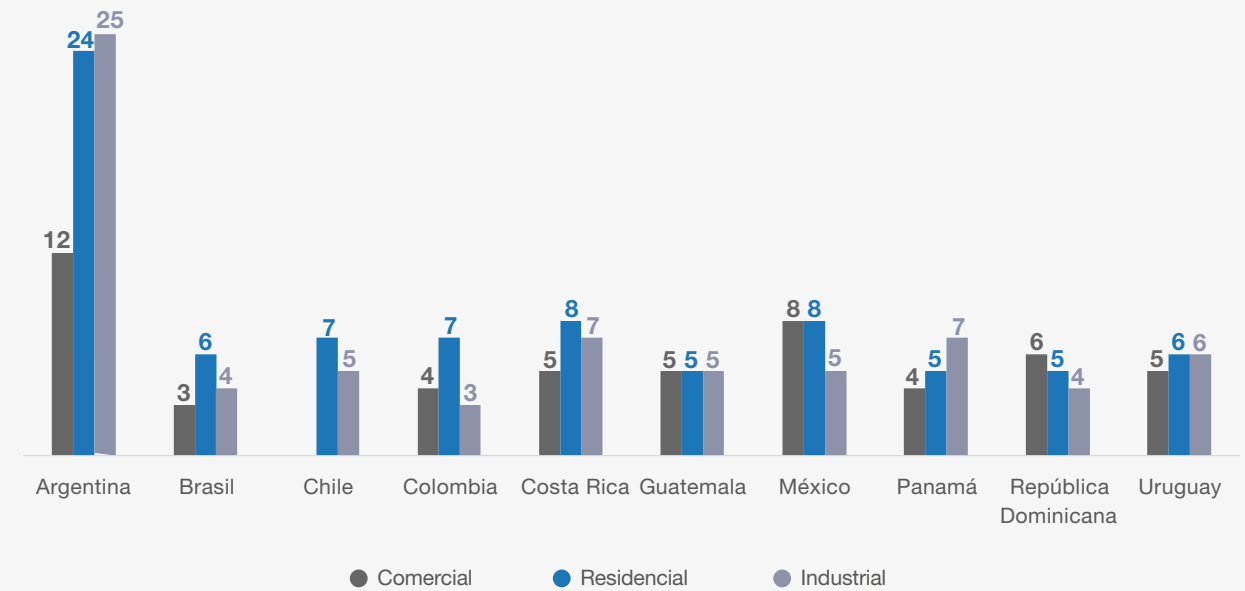
SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

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

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

GRÁFICO A 8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



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

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO¹⁰ en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

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

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

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

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

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

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

Siendo:

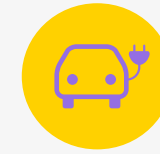
$F(t)$: la función de distribución acumulada;

p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

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

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



Electromovilidad

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

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

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

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

Siendo:

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

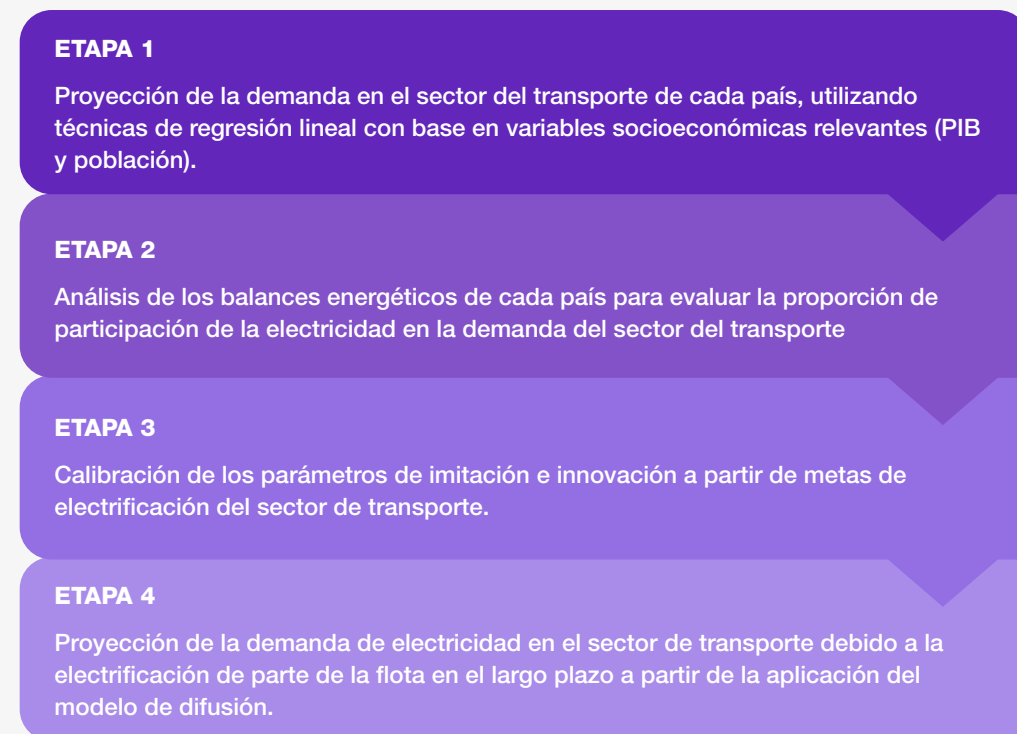
p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

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

FIGURA A 8.2

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



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.

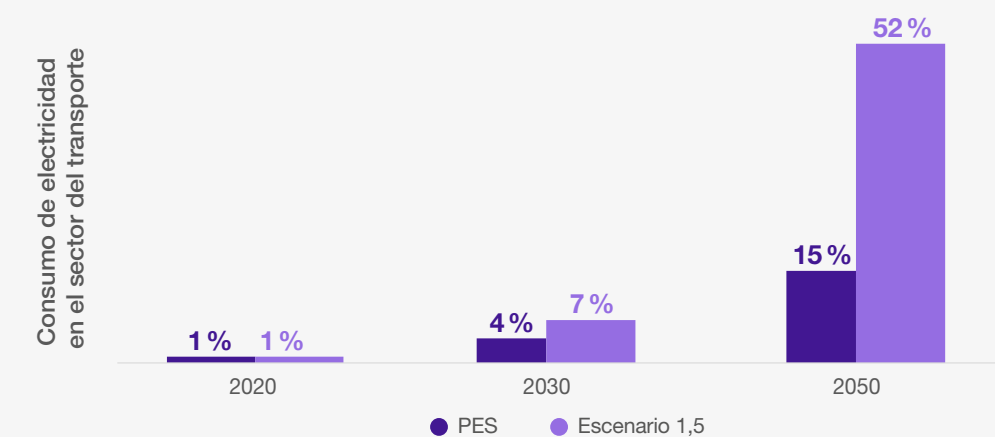
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector de transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- 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 IRENA.

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

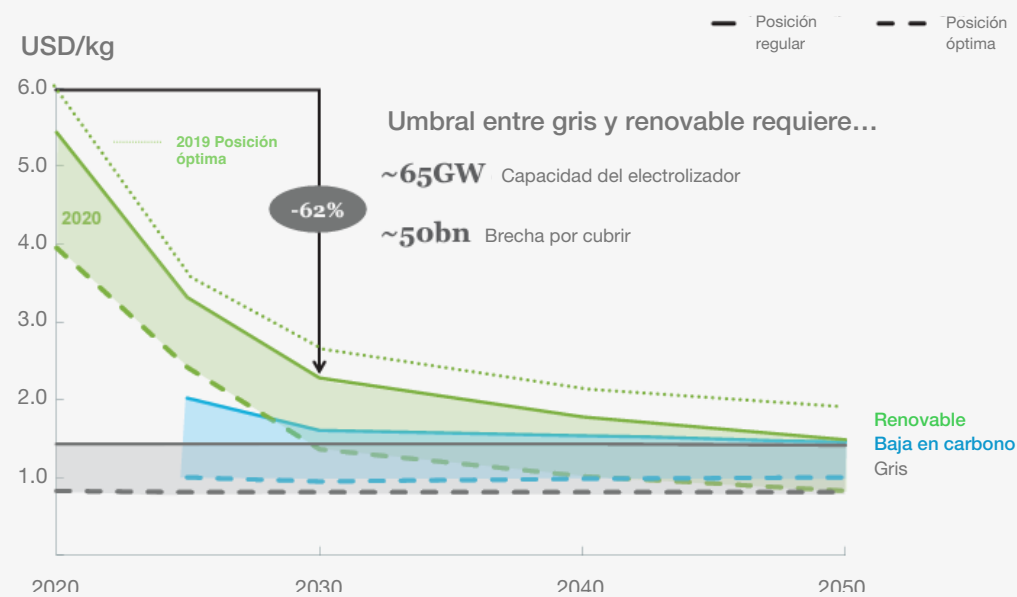
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados 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 ¹¹. 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.

GRÁFICO A 8.3

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



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

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

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

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

La inserción de H₂ puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

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



Eficiencia energética

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

FIGURA A 8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

ETAPA 1

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

ETAPA 2

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

ETAPA 3

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

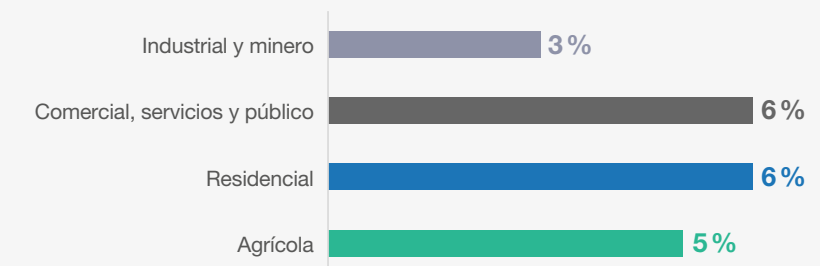
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

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

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

GRÁFICO A 8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

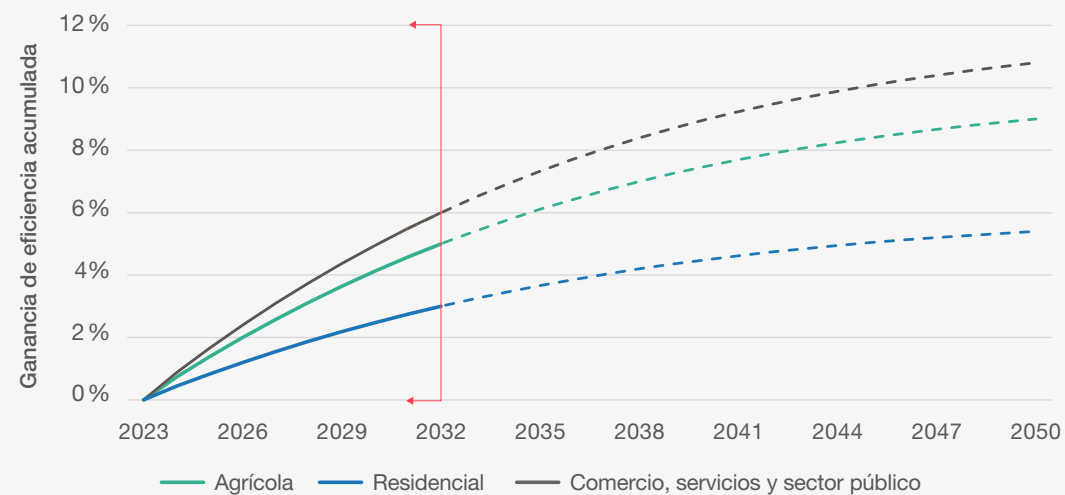


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



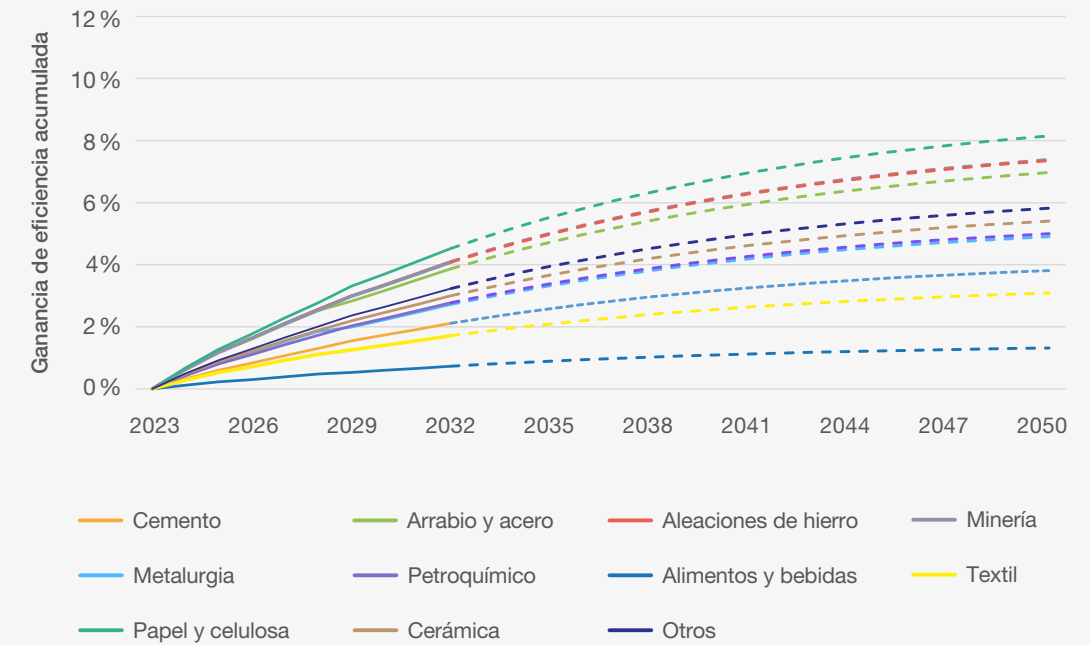
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

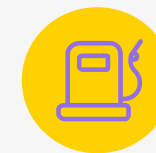
Los países que cuentan con información desagregada por subsector son Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Jamaica, México y Perú. Para los países que no cuentan con información desagregada se aplicó la curva de ganancia de eficiencia para el sector industrial que se muestra en gráfico A.8.5.

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



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



Pronóstico de precios de los combustibles

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

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

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

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

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



Supuestos de oferta

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

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

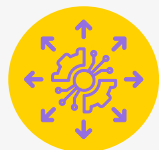
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas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

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

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

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

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



Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

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

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

► Infraestructuras de transmisión

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

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

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

► Coste de la infraestructura de transmisión

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

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

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

CUADRO A 8.1

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

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

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2¹².

CUADRO A 8.2

Costos definidos para cada tipo de línea de transmisión

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

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

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

► Cálculo de las inversiones en transmisión

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

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

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

Siendo:

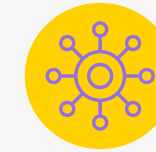
$L_{k,i}$: la longitud de líneas de tensión k añadidas en el año i [km];

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

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

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

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



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

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

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

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

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

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

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

▶ Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

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

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

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

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

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

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

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

Por AMI se entiende el uso de tecnologías de la información y la comunicación (TIC) asociado a una periódica y sistemática medición, lectura, monitoreo y

gestión de los consumos eléctricos para grandes grupos de usuarios. Los componentes básicos de un sistema AMI son los siguientes (véase la figura A.8.4):

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

FIGURA A 8.5

Esquema típico de AMI



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

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

Etapas 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.

Etapas 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 SCADA¹³. 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.

¹³ SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*Supervisory Control And Data Acquisition*).

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

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

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

CUADRO A 8.3

Costos considerados para la inserción de GD

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

Nota: La tecnología PLC AF consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de despacho.
Fuente: GTD (2016).

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

CUADRO A 8.4

Capacidades instaladas promedio en GD

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

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

Finalmente, la cantidad de usuarios estimada es multiplicada por el costo del medidor, asumido como constante a lo largo del periodo de análisis. En el cuadro A.8.5 se muestran las estimaciones del número de usuarios en Paraguay, 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	0	0	0
2040	25	84	1.077
2050	261	902	11.693

▶ **Metodología para estimar una red de cargadores públicos**

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

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

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

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

CUADRO A 8.6

Parámetros de las estaciones de recarga

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

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

CUADRO A 8.7

Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

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

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

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

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

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

GRÁFICO A 8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

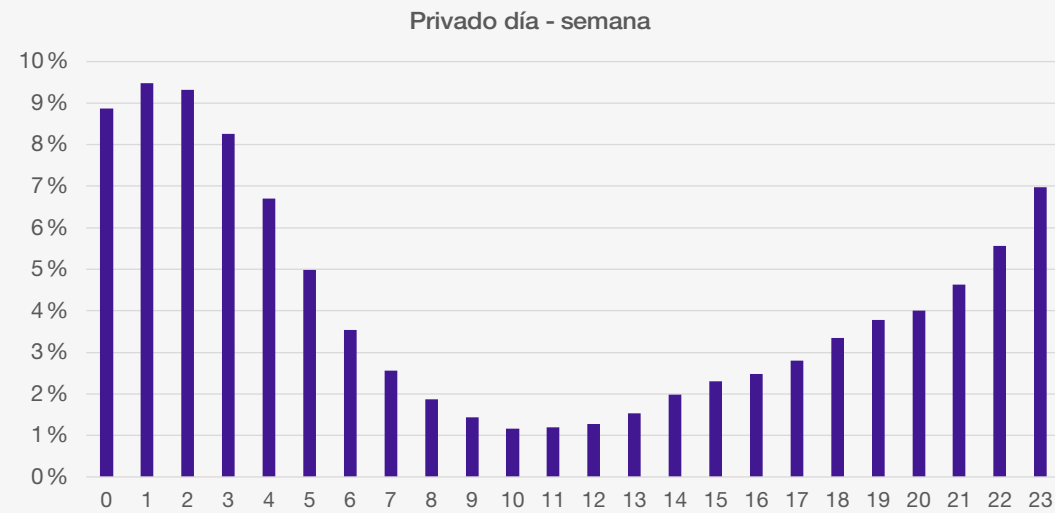
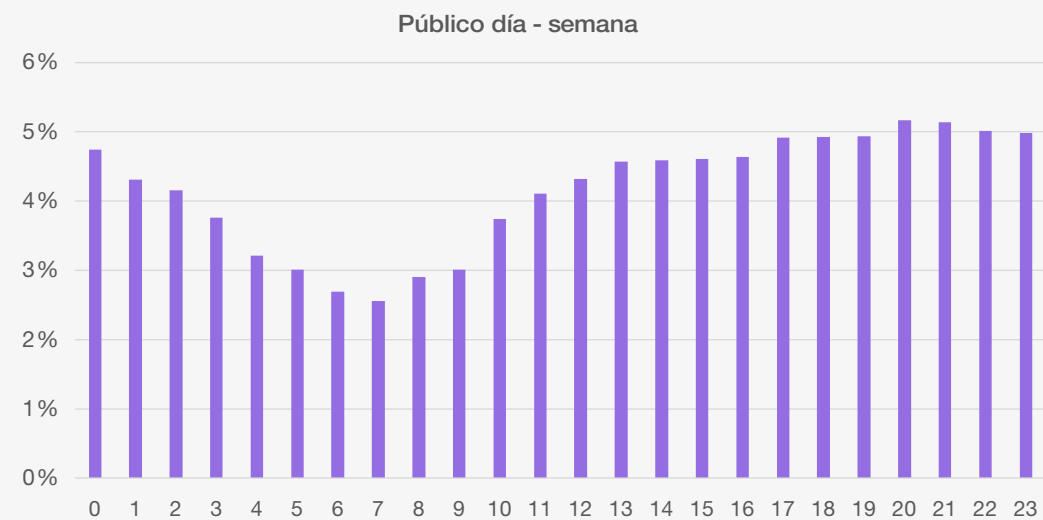


GRÁFICO A 8.8

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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

FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



▶ Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución

Las estimaciones de los costos que deberán afrontar las distribuidoras de los países miembros de CAF debido al incremento de la demanda por la creciente penetración de la electromovilidad se basan en la estimación de un valor

unitario medio de activos de red por potencia demandada (en USD/kW). Este se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

La referencia adoptada para el indicador USD/kW es el promedio del valor nuevo de reemplazo (VNR) por kW instalado, indicado para distintas distribuidoras de Chile en la Resolución Exenta N.º 40 de la CNE, publicada en 2020, que fija áreas típicas para el cálculo de 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

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

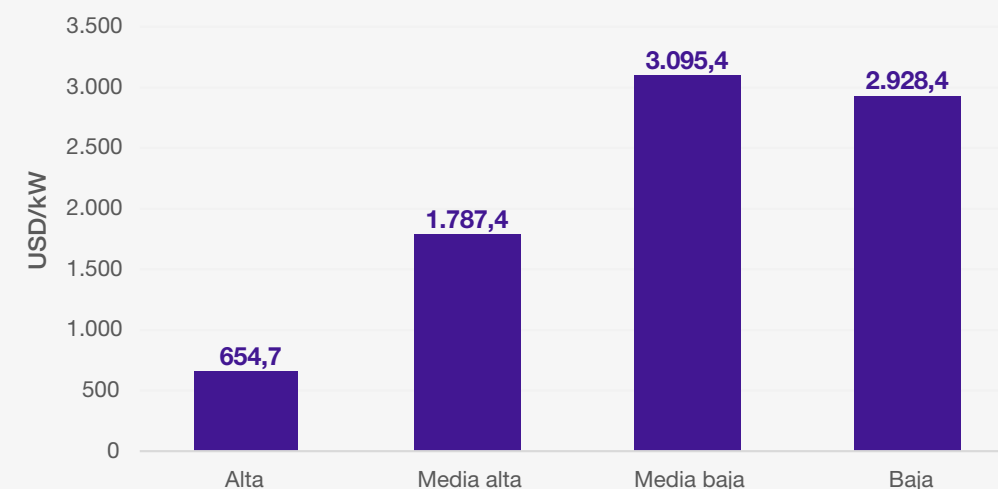
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.

