

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

México

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 México

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

Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital

Antonio Silveira
Sandra Conde
Frank Vanoy
Ernesto Rimari

Coordinador de la publicación

Juan Ríos

Autores

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

PSR Energy Consulting and Analytics (Brasil): Silvio Binato, João Pedro Bastos, Weslly 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 México

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de México

Caracterización del país y su matriz energética	34
Marco institucional y agentes del sector	35
Caracterización del sistema de generación	36
Caracterización del sistema de transmisión	38



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	41
Estructura y funcionamiento sectorial	46
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	49
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	

Planeamiento y regulación sectorial	53
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
Iniciativas de organismos multilaterales	57



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición	60
Proyección de los precios de los combustibles	62
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Proyección de los precios del carbón	
Tecnologías candidatas para la expansión	70
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	74
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 México

Caso de BAU	94
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	104
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	113
Inversiones en transmisión	124
Inversiones en distribución	129
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	



Ejes de acción en México

Referencias

Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

Apéndice 4: Inversiones en transmisión



Conclusiones

Apéndice 1: Adiciones de capacidad

Apéndice 3: Inversiones en generación

Apéndice 5: Mapas del potencial renovable eólico y solar

Apéndice 6: Criterios considerados para el análisis sectorial

Apéndice 8: Metodología para el cálculo de los supuestos

Apéndice 7: Propuesta metodológica

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



Cuadro 2.1	Especificaciones de la línea de transmisión	35
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en México	39
Cuadro 3.2	Líneas de acción en GD para México	39
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	56
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	65
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	66
Cuadro 4.4	Proyectos considerados en el plan de expansión	82
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de México	132
Figura 2.1	Representación del sistema de transmisión en 2021	35
Figura 5.1	Regiones del sistema eléctrico de México	116
Figura 5.2	Enlaces entre regiones del Sistema de México	116
Figura 5.3	Distribución de parques eólicos en México	116
Figura 5.4	Distribución de parques solares en México	116
Figura 6.1	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	128

ÍNDICE DE GRÁFICOS



Gráfico 2.1	Canasta de capacidad instalada en el sistema mexicano en 2023	33
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	59
Gráfico 4.2	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	59
Gráfico 4.3	Proyección de precios Henry Hub	61
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	62
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	62
Gráfico 4.6	Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias	67
Gráfico 4.7	Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base	67
Gráfico 4.8	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	69
Gráfico 4.9	Curva de costos para baterías	70
Gráfico 4.10	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	71
Gráfico 4.11	Crecimiento y proyección del PIB	72
Gráfico 4.12	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	73

Gráfico 4.13	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	75
Gráfico 4.14	Datos de proyectos de GD instalados en México	76
Gráfico 4.15	Curva de adopción de la generación distribuida	77
Gráfico 4.16	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	78
Gráfico 4.17	Proyección de la demanda en el sector del transporte	78
Gráfico 4.18	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	79
Gráfico 4.19	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	80
Gráfico 4.20	Porcentaje de demanda de electromovilidad <i>versus</i> demanda potencial	81
Gráfico 4.21	Producción de hidrógeno verde en México	81
Gráfico 4.22	Consumo de electricidad de los electrolizadores en México	81
Gráfico 4.23	Distribución de la demanda en los sectores de la economía mexicana	81
Gráfico 4.24	Proyección de las ganancias de eficiencia	81
Gráfico 4.25	Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios	81

Gráfico 5.1	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema mexicano en el caso de BAU	85
Gráfico 5.2	Evolución de la capacidad instalada en el sistema mexicano hasta 2050 en el escenario de BAU	86
Gráfico 5.3	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema mexicano en el caso de BAU	86
Gráfico 5.4	Canasta de generación anual en el sistema mexicano en 2024	88
Gráfico 5.5	Perfil de generación mensual en el sistema mexicano en 2024	89
Gráfico 5.6	Despacho típico diario en el sistema mexicano en 2024	90
Gráfico 5.7	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema mexicano en el caso de BAU	91
Gráfico 5.8	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema mexicano en el caso de BAU	91
Gráfico 5.9	Despacho típico diario en el sistema mexicano para el año 2050 en caso de BAU	93
Gráfico 5.10	Costos marginales anuales en el sistema mexicano en el caso de BAU	94
Gráfico 5.11	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema mexicano en el caso de BAU	95

Gráfico 5.12	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema mexicano en el caso de TE	97
Gráfico 5.13	Evolución de la capacidad instalada en el sistema mexicano hasta 2050 en el caso de TE	98
Gráfico 5.14	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema mexicano en el caso de TE	98
Gráfico 5.15	Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema mexicano en el caso de TE	100
Gráfico 5.16	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema mexicano en el caso de TE	100
Gráfico 5.17	Despacho típico diario en el sistema mexicano para el año 2040 en el caso de TE	101
Gráfico 5.18	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema mexicano en el caso de TE	102
Gráfico 5.19	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema mexicano en el caso de TE	102
Gráfico 5.20	Despacho típico diario en el sistema mexicano para el año 2050 en el caso de TE	103
Gráfico 5.21	Costos marginales anuales en el sistema mexicano en el caso de TE	104
Gráfico 5.22	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema mexicano en el caso de TE	105

Gráfico 5.23	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema mexicano	107
Gráfico 5.24	Gráfico 5.24 Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE	108
Gráfico 5.25	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050	109
Gráfico 5.26	Comparación de la generación limpia total en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE	110
Gráfico 5.27	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE	111
Gráfico 5.28	Comparación de los costos marginales en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE	112
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de inversión en generación	112
Gráfico 5.30	Evolución de los costos de operación	114
Gráfico 5.31	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en México	118
Gráfico 5.32	Inversiones en el sistema de transmisión mexicano por década	120
Gráfico 5.33	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	121
Gráfico 5.34	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	121

Gráfico 5.35

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo **122**

Gráfico 5.36

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente **123**

Gráfico 5.37

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario **124**

Gráfico 5.38

Inversiones anuales en la red de distribución **124**

Abreviaciones

BAU	Continuidad (<i>business as usual</i>)
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
ENTEASE	Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación distribuida
GN	Gas natural
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatios por hora
H₂	Hidrógeno
Kt	Kilotón o kilotonelada

kV	Kilovoltios
LTE	Ley de Transición Energética
MEM	Mercado eléctrico mayorista
MMBtu	Millón de unidades térmicas británicas
MWh	Megavatio hora
O&M	Operación y mantenimiento
PIE	Productor Independiente de Energía
PJ	Pentajulio
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
REI	Red Eléctrica Inteligente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría Nacional de Energía
TE	Transición energética
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
USD	Dólares estadounidenses

Resumen ejecutivo

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

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

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

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

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

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

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

El análisis de las políticas de transición energética en México revela brechas y áreas de mejora en varios aspectos. Aunque se han establecido objetivos ambiciosos en la Ley de Transición Energética y la actualización de la Estrategia Nacional de Transición Energética, el país aún no ha alcanzado las metas establecidas para el uso de energías limpias en su matriz energética nacional. Para concretar estas metas, se sugieren acciones como realizar nuevas subastas, simplificar los trámites y permisos para el desarrollo de proyectos y definir incentivos fiscales y financieros para promover la inversión privada.

En cuanto a la eficiencia energética, se han fijado metas para reducir el consumo final de energía primaria y la intensidad energética. Sin embargo, se necesita un seguimiento más riguroso para asegurar el cumplimiento de estas metas.

En el ámbito de la electromovilidad, aunque se han desarrollado estrategias y políticas para promoverla, aún existen desafíos en la implementación, como la falta de incentivos suficientes y de infraestructura de recarga.

En relación con el hidrógeno verde, a pesar del interés político en su desarrollo, aún no se ha establecido una estrategia nacional para su promoción, lo que podría limitar su adopción y desarrollo en el país.

En cuanto a las redes y la medición inteligentes, aunque existen programas y documentos que delinean la política del país, es necesario garantizar su implementación efectiva para mejorar la eficiencia y resiliencia del sistema eléctrico nacional.

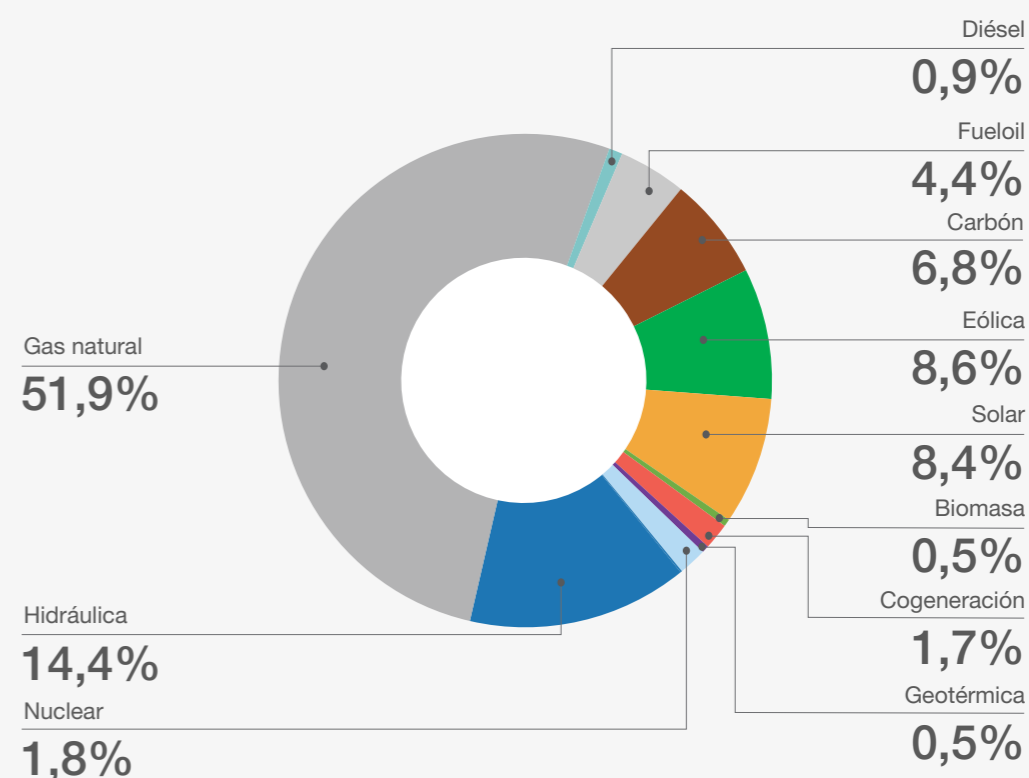
Finalmente, el gas natural se vislumbra como un candidato clave para sustituir las fuentes de energía más contaminantes. Sin embargo, se necesita una regulación clara y un enfoque coordinado para asegurar su papel efectivo en la transición energética del país.

En resumen, México tiene un potencial significativo para avanzar en su transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible, pero se requieren acciones concretas y coordinadas en varios frentes para lograrlo.

El sistema eléctrico del país es bastante diversificado, según cifras de finales de 2023. Predomina la generación de energía a partir de centrales térmicas de gas natural, que representan más del 50 % de la capacidad instalada. Asimismo, cabe destacar que otro 14 % de la capacidad total corresponde a las centrales hidroeléctricas, como se observa en el gráfico 1.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada en el sistema mexicano al cierre de 2023



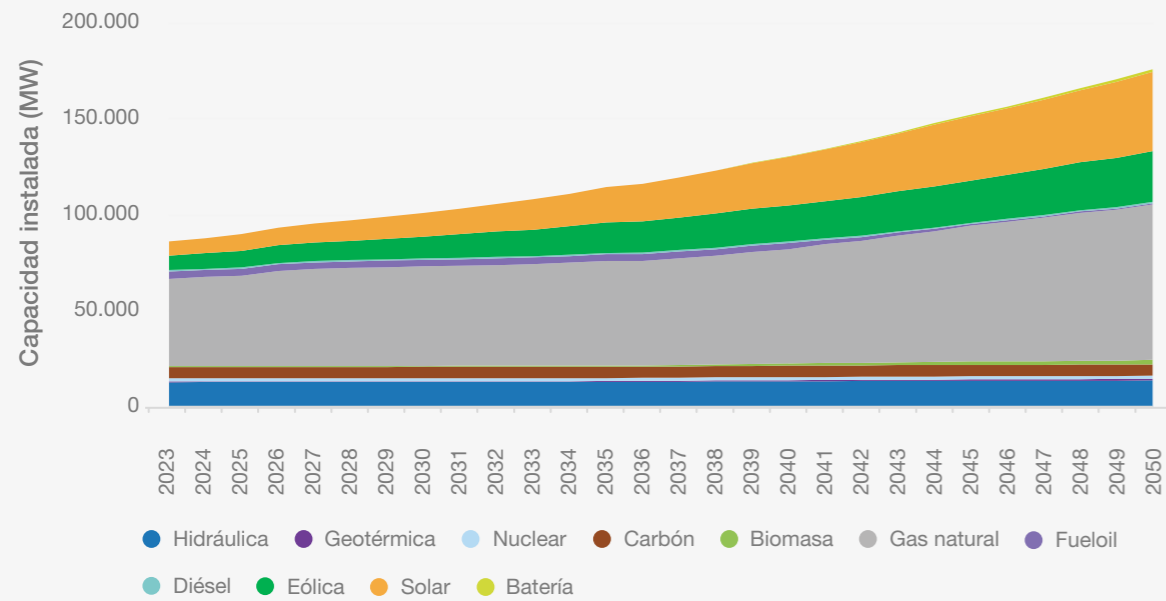
Fuente: SENER (2022b).

En las proyecciones del caso de BAU, se destaca una expansión marcada por la gran inserción de plantas solares y centrales térmicas de gas natural en todo el horizonte. Las térmicas siguen representando más del 50 % de la generación total del país en 2050. Se estima un total de USD 86.158 millones de inversión

en generación hasta el final de periodo para la expansión proyectada del sistema en este escenario.

GRÁFICO 2

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



En el caso de TE, se adopta una meta de generación limpia en la que el 60 % de la producción de electricidad del país debe provenir de fuentes de este tipo¹. Para alcanzar dicha meta, se considera la desactivación de un conjunto de termoeléctricas, abriendo más espacio para las inversiones en generación renovable. El gráfico 3 presenta el cronograma de retirada de centrales térmicas contaminantes y el gráfico 4, el porcentaje de generación limpia en el sistema en relación con la producción total en el escenario de BAU y de TE. En este último, se observa que la generación limpia alcanza el 61% del total al final del periodo.

¹ La generación limpia en este caso incluye la hidroeléctrica, solar, eólica, geotérmica, nuclear y de biomasa.

GRÁFICO 3

Cronograma de retirada de centrales térmicas en el sistema mexicano

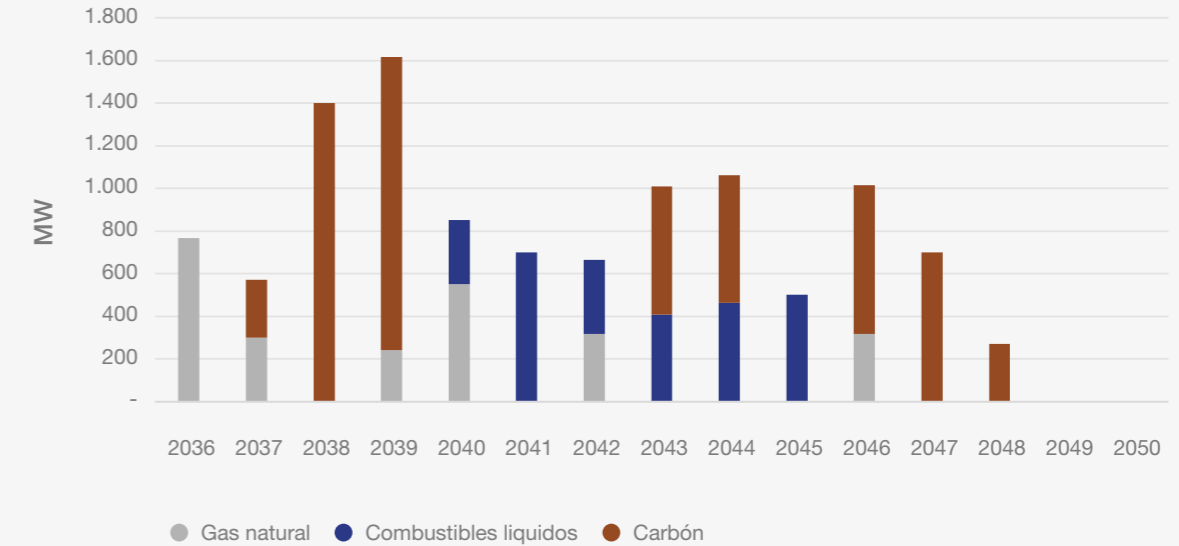
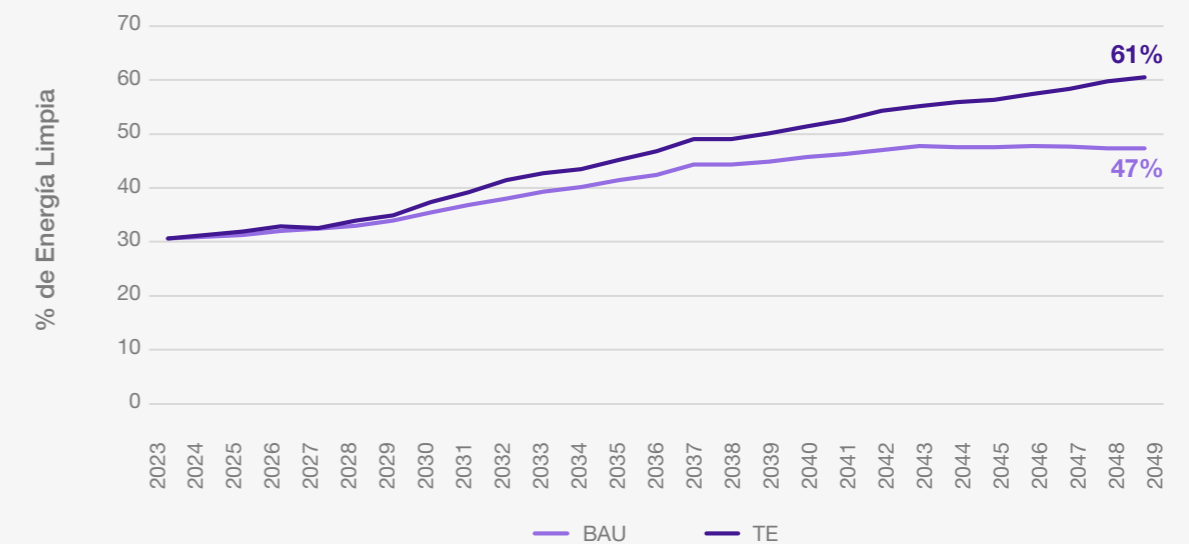


GRÁFICO 4

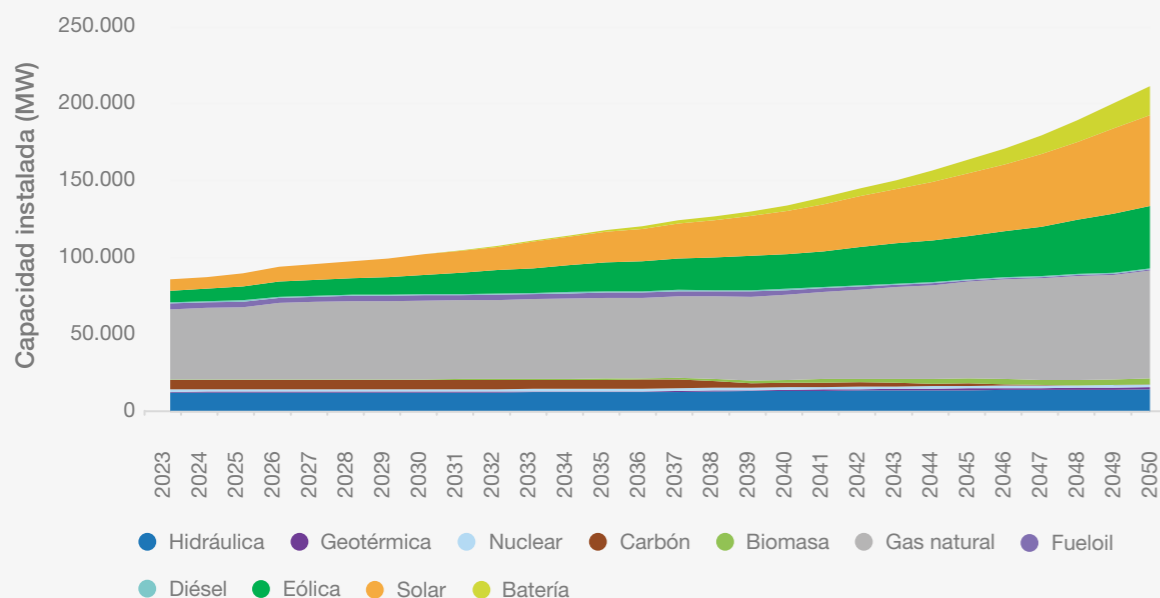
Comparación de la generación limpia total en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE



En el caso de transición, se registra una adición significativa de plantas solares y eólicas, acompañadas de baterías para almacenamiento en la última década del horizonte de estudio. También hay una adición de centrales térmicas de gas natural, aunque menos notable. Esa evolución de la capacidad instalada es perceptible en el gráfico 5. La generación de las plantas de gas se concentra principalmente en los periodos de la madrugada y permite brindar flexibilidad al sistema y compensar la intermitencia de las renovables.

GRÁFICO 5

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



La principal diferencia entre el caso de BAU y el de TE en cuanto a evolución de la matriz radica en que las adiciones de centrales térmicas de gas natural son menos significativas en el segundo escenario. La mayoría de las incorporaciones de capacidad en ambos casos corresponde a plantas eólicas y solares, pero en el de transición se añaden las baterías para alcanzar las metas de generación renovable y garantizar el suministro de energía, sobre todo en la última década,

cuando se vuelven más competitivas. La penetración significativa de esta tecnología en el caso de transición es necesaria para lidiar con la intermitencia de una gran cantidad de energías renovables y aportar potencia firme. Por otra parte, la agresiva adición de plantas solares, eólicas y baterías hace que disminuya la inversión en centrales de gas natural.

En el caso de transición, se estima un total de USD 121.897 millones en inversiones para generación hasta 2050, un valor que supera en el 41 % las calculadas en el caso de BAU.

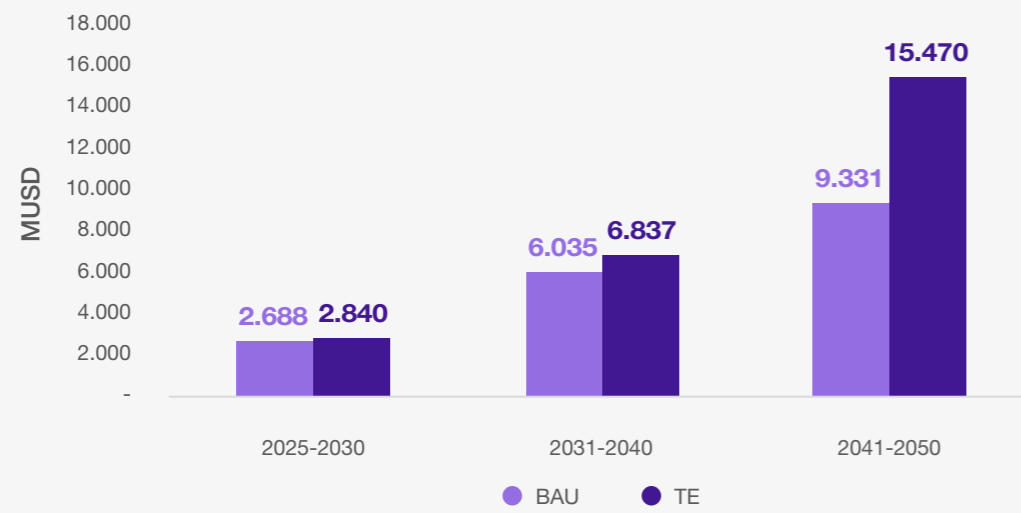
La mayor concentración de parques solares en los casos de BAU y de TE se dan en el norte y noroeste del país, aprovechando el considerable potencial de la región. En cuanto a las eólicas, aunque con una menor participación en el sistema que las solares, también tienen una representación significativa, concentrándose principalmente en la región noreste y en la parte sur de la región oriental, en la zona de Ixtepec.

En la actualidad, el sistema de transmisión de México ya experimenta la necesidad de fortalecer las interconexiones entre los centros de carga y facilitar el intercambio entre las zonas. Con la incorporación de las nuevas tecnologías renovables, la necesidad de evacuar la gran cantidad de energía generada y, por ende, interconectar estos nuevos parques al sistema mexicano, se vuelve aún más apremiante. Por lo tanto, es evidente que el país requerirá inversiones en líneas de alta tensión para el transporte de energía a largas distancias y en voltajes menores para fortalecer la red y garantizar la confiabilidad del sistema.

En el marco de este estudio, se han llevado a cabo estimaciones sobre la cantidad total de líneas de transmisión requeridas para la expansión integral de la red eléctrica nacional. En el gráfico 7 se muestran los resultados de la inversión total para los escenarios tanto del caso de BAU como de TE, desglosados por décadas. Los cálculos indican que la inversión proyectada para el primer escenario alcanza USD 18.055 millones, mientras que, para el segundo, este monto asciende a USD 25.148 millones (una diferencia entre ambos del 39 %).

GRÁFICO 6

Inversiones en el sistema de transmisión de México por década



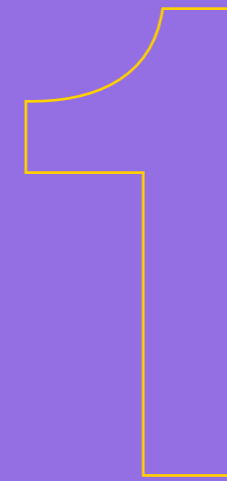
Las inversiones en distribución se destinan en un 75 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 8.600 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

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

CUADRO 1

Resumen de las inversiones totales en el sistema mexicano para el periodo 2024-2050

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	86.158	18.055	11.500	115.713
TE (MUSD)	121.897	25.148	11.500	158.544



Introducción



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

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

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

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

Con el propósito de apoyar a México 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 mexicano y los costos asociados a ellas.
- ▶ Las tendencias y lecciones aprendidas en el desarrollo de estrategias de transición energética que informan las regiones y países con mayor grado de avance en la implementación de la descarbonización.
- ▶ La identificación de proyectos y la cuantificación de las inversiones necesarias, que sean consistentes con una estrategia de transición energética de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y que contribuyan al desarrollo de infraestructuras sostenibles desde el punto de vista socioambiental.

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

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

El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de México, 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 México, así como de los desarrollos reglamentarios e institucionales que se han llevado a cabo con el fin de abordar la transición energética. Incluye un examen detallado del diseño regulatorio y el

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

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

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

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

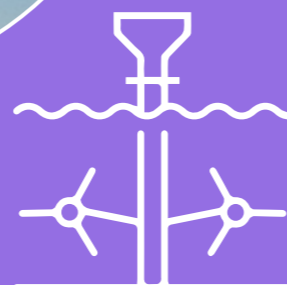
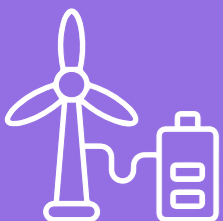
El reporte va acompañado de un conjunto de apéndices que ofrecen informaciones adicionales no incluidas en el texto principal y proyecciones hasta el año 2050 del sistema energético de México, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.

2

Caracterización del sistema eléctrico de México



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



Síntesis del sistema eléctrico de México

- La capacidad instalada del sistema mexicano supera los 86 GW y es predominantemente termoeléctrica. Las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural como combustible principal son las principales fuentes de energía eléctrica del país y totalizan 33.640 MW, equivalentes al 39 % del total nacional. El sistema también tiene centrales hidroeléctricas, solares, eólicas, geotérmicas, térmicas que utilizan otros combustibles e incluso nucleares.
- México tiene interconexiones robustas con Estados Unidos, que incluyen dos enlaces de 800 megavatios (MW) que conectan el sistema aislado de Baja California, y más de 1.250 MW en otros ocho puntos. Además, el país posee interconexiones de 240 MW con Guatemala y 50 MW con Belice.
- El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión e incluye la Red Nacional de Transmisión (RTN), con tensiones iguales o mayores que 69 kV. La RNT tiene actualmente más de 110.000 kilómetros (km) de líneas, en su mayoría con niveles de tensión de 115 kilovoltios (kV), que representan el 44 % del total (48.496 km). Las líneas de 400 kV y 230 kV se extienden, respectivamente, por 26.098 km y 29.723 km (24 % y 27 % del total).





Caracterización del país y su matriz energética

México está ubicado en la porción sur de América del Norte y tiene una población de 127,5 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). Su producto interno bruto se elevaba a 1,28 billones de dólares estadounidenses (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b), lo que la convierten en una de las economías más importantes de América Latina y el Caribe. El PIB del país ha crecido a una tasa promedio anual del 0,9% entre 2014-2022 (FMI, 2023) y su PIB per cápita era de USD 10.077 al final de ese periodo². El sistema eléctrico alcanza a más del 99 % de la población mexicana (Banco Mundial, 2022a). En 2022, el consumo de electricidad total fue de 2.696 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

El sistema eléctrico de México tiene una participación especialmente alta de generación con gas natural. Por lo tanto, la dinámica del mercado del gas, que involucra la producción doméstica, las importaciones a través de gasoductos de Estados Unidos, importaciones de gas natural licuado y otros usos del gas (como el industrial), tiene impactos importantes sobre el sector eléctrico.

México tiene interconexiones eléctricas con Estados Unidos: 800 MW en dos puntos de conexión con nivel de tensión de 230 kV, que enlazan con el sistema aislado de Baja California, y más de 1.250 MW en otros ocho puntos. Estos incluyen tres líneas con un nivel de tensión entre 69 kV y 115 kV, una línea con una tensión inferior a 69 kV, una línea con una tensión de 230 kV y tres líneas de 138 kV. Además, hay interconexiones más pequeñas con Guatemala, a través de una línea con un nivel de tensión de 400 kV (240 MW), y Belice, mediante una línea de 115 kV (50 MW).

² Calculado con datos de Banco Mundial (2022b; 2022c).



Marco institucional y agentes del sector

La Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) son las principales instituciones del mercado eléctrico mexicano³.

La SENER es la institución responsable de liderar la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, de manera que se garantice el suministro competitivo, suficiente, de calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable (SENER, s. f.c). La planeación del sistema eléctrico, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución, también es de responsabilidad de la SENER. Esta entidad publica anualmente el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), con la planeación de la infraestructura eléctrica para los 15 años siguientes, incluyendo el programa indicativo de instalación y retirada de centrales eléctricas y el programa de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las redes generales de distribución.

La CRE es el órgano responsable de regular de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades de la industria energética. Además, promueve el desarrollo eficiente del sector y del suministro confiable de hidrocarburos y electricidad. La Comisión está conformada por un órgano de gobierno, integrado por hasta siete comisionados, incluidas las personas a cargo de la presidencia y la secretaría ejecutiva.

En cuanto a la operación del sistema, la institución responsable es el CENACE. Entre sus funciones están también el control del SEN bajo los principios de eficiencia, transparencia y objetividad, cumpliendo criterios de calidad,

³ Se puede obtener más información sobre estas entidades en los respectivos sitios web: SENER (<https://www.gob.mx/sener>); CRE (<https://www.gob.mx/cre>); y CENACE (<https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx>).

confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. La operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en condiciones que promueven la competencia, eficiencia e imparcialidad, es también responsabilidad del CENACE.

La principal empresa estatal es la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Inicialmente, el mercado de electricidad mexicano estaba bajo la responsabilidad exclusiva de la CFE, empresa estatal con integración vertical y también la mayor compañía eléctrica de Latinoamérica, controlada enteramente por el Gobierno federal. Después de la reforma, la CFE se convirtió en una empresa productiva del Estado, bajo un régimen competitivo. La compañía puede participar en las diversas actividades del mercado a través de subsidiarias y filiales, con nuevas normas, estructura corporativa, reglas de gestión y clara rendición de cuentas.

Con el objetivo de incentivar la competencia, la CFE fue dividida en seis subsidiarias en el segmento de generación, además de otras empresas especializadas en diferentes actividades, como transmisión, distribución y comercialización. Los principales agentes privados con participación en el sector eléctrico mexicano actualmente son aquellos que entraron en el mercado bajo un esquema de comprador único, firmando contratos con la CFE: Iberdrola, Mitsui y Naturgy. Estos agentes privados pueden mantener las reglas vigentes en los contratos firmados con CFE bajo el esquema del mercado anterior o migrar al nuevo mecanismo.



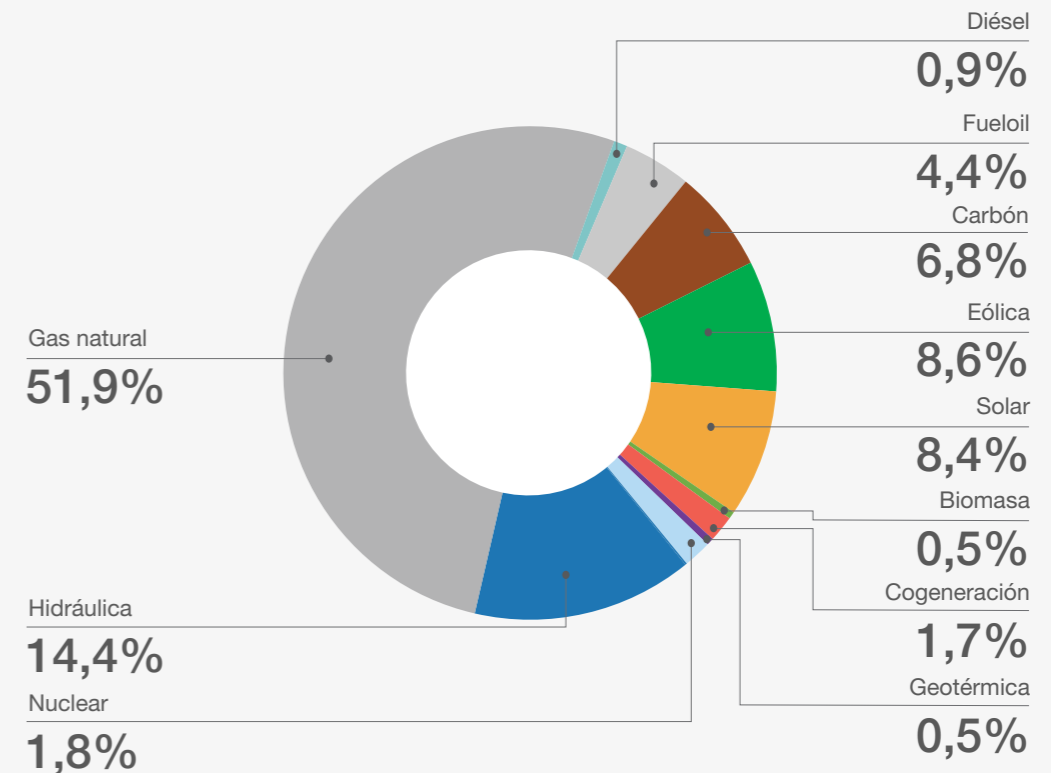
Caracterización del sistema de generación

De acuerdo con el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) de México, publicado en junio de 2023, la capacidad instalada

total del sistema supera los 86 GW y está predominantemente compuesta por centrales termoeléctricas. Las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural como combustible son la principal fuente de energía del país y totalizan 33.640 MW. Las hidroeléctricas aportan 12.614 MW, mientras que las energías renovables no convencionales (ERNC) suman 6.977 MW de eólicas y 5.955 MW de solares. Cabe destacar que, hasta la implementación de las nuevas reglas del mercado eléctrico mexicano, en 2016, las ERNC no poseían un papel relevante en la matriz de generación (solamente representaban el 1,3 % del total).

GRÁFICO 2.1

Matriz de capacidad instalada en el sistema mexicano en 2023



Fuente: SENER (2022b).



Caracterización del sistema de transmisión

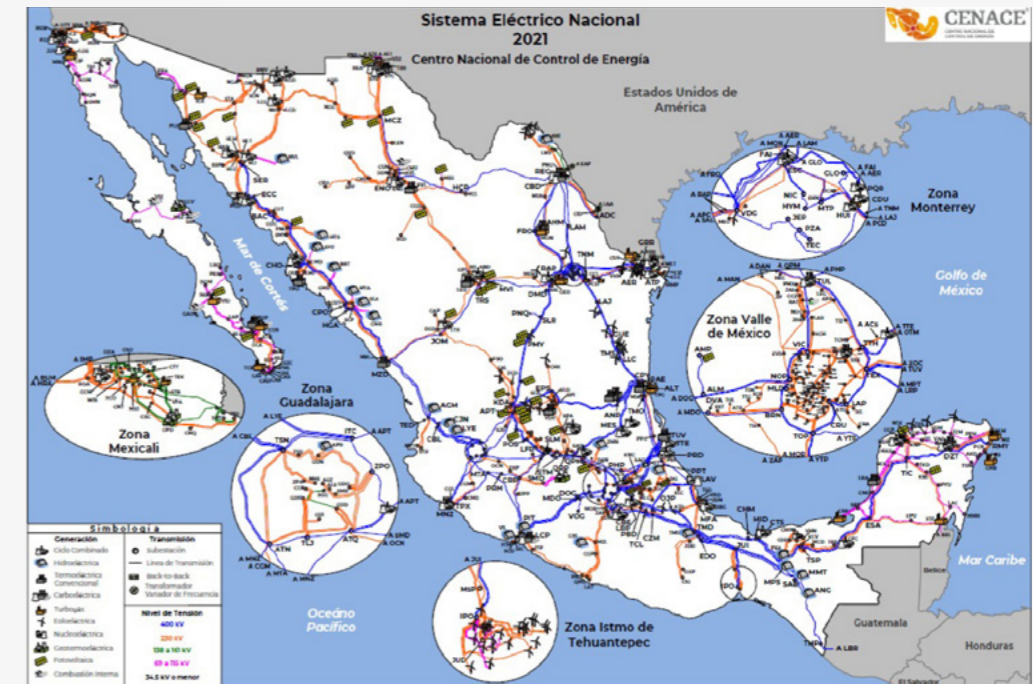
El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

- ▶ La Red Nacional de Transmisión (RNT), que incluye tensiones iguales o mayores que 69 kV, se utiliza para transportar energía a las redes generales de distribución (RGD) y a los usuarios finales que lo requieran por las características de sus instalaciones, así como a las interconexiones con los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER.
- ▶ Las redes generales de distribución (RGD) son utilizadas para suministrar energía eléctrica al público en general. Están integradas por redes en media tensión, cuyo suministro ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, y redes en baja tensión, en las cuales el suministro pasa por líneas iguales o inferiores a 1 kV.
- ▶ Redes particulares, que no forman parte de la RNT o de las RGD.

El sistema de transmisión de alta tensión (la RNT) tiene actualmente más de 110.000 km de líneas, mayoritariamente de 115 kV (44 % o 48.496 km). La infraestructura de transporte a muy alta tensión, típicamente utilizada para transmisión a largas distancias, también tiene una participación relevante en términos de longitud. Se trata de líneas de 400 kV y 230 kV que recorren, respectivamente, 26.098 km y 29.723 km (24 % y 27 % del total).

FIGURA 2.1

Sistema troncal de transmisión de México



Fuente: SENER (2022b).

CUADRO 2.1

Especificaciones de la red de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
115kV	48.496
230kV	26.098
400kV	29.723

Fuente: SENER (2022b).

3

Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo



Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas del sector eléctrico en México revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** A pesar de que la Ley de Transición Energética (2015) y la Estrategia Nacional de Transición Energética tienen objetivos ambiciosos, México aún no ha alcanzado las metas establecidas para el uso de energías limpias en la matriz energética nacional. Para su concreción, podrían:
 - Realizar nuevas subastas.
 - Simplificar los trámites y permisos para la instalación de proyectos renovables.
 - Definir incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión privada.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Se han fijado metas en la Ley de Transición Energética y su actualización para reducir el consumo final de energía primaria y la intensidad energética. También se ha observado un seguimiento de las metas por parte de la SENER.
- ▶ **Electromovilidad (EV).** Se han desarrollado estrategias y políticas para promover esta tecnología, pero aún hay desafíos en la implementación, como la falta de suficientes incentivos, infraestructura de recarga y programas de apoyo a nivel local.
- ▶ **Hidrógeno verde (H₂V).** Aunque existe interés político en el desarrollo de este vector energético, todavía no se ha establecido una estrategia

nacional para su promoción, lo que podría limitar su adopción y desarrollo en el país.

- ▶ **Redes y medición inteligentes.** Existen programas y documentos que delinear la política de México en torno a las redes inteligentes, pero es necesario garantizar su implementación efectiva para mejorar la eficiencia y resiliencia del SEN.
- ▶ **Generación distribuida (GD).** Deben estudiarse efectos en zonas con niveles de penetración importantes para evitar inconvenientes en el sistema eléctrico.
- ▶ **Almacenamiento con baterías.** Es considerado como una posible solución a la variabilidad que presentan las ERNC. No obstante, se encuentra pendiente su estudio en distintos puntos de la red, para poder identificar fortalezas y debilidades, y desarrollar la regulación correspondiente.

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

CUADRO 3.1

Matriz de brechas y posicionamiento de México

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución) catalogada como servicio público con participación privada. Los servicios de transmisión y distribución se proveen a través de empresas públicas, mientras que la generación y comercialización se prestan bajo un régimen de libre competencia (Ley de la Industria Eléctrica).	Participación privada de la generación eléctrica en el mercado mayorista, bajo el esquema de <i>pool</i> , en el que interactúan la oferta y la demanda.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al sector eléctrico a través de la celebración de un contrato de participante del mercado con el CENACE. Libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución cuando sea técnicamente factible y en términos no indebidamente discriminatorios.	Las condiciones de libre acceso al sistema de transmisión y al mercado mayorista estimulan la participación y competencia entre participantes mayoristas.
	Competencia en el MEM	La competencia en el MEM se materializa a través de cinco diferentes mercados de electricidad regulados por la CRE y la SENER.	Las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica del año 2014 permiten la participación de nuevos actores en el MM, favoreciendo la competencia del sector.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo y cargo variable para usuarios residenciales. Cargo fijo y cargo por consumo, con posibilidad de cargo por demanda, para usuarios comerciales e industriales.	No se identifican brechas.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	La Ley de Transición Energética busca incrementar la participación de fuentes de energía limpia en la oferta eléctrica del país.	Metas: 35 % de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias para 2024 y el 50 % para 2050. Para lograrla, deben: <ul style="list-style-type: none"> • Realizarse nuevas subastas. • Simplificarse los trámites y permisos para la instalación de proyectos renovables. • Definirse incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión privada.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Eficiencia energética (EE)	<p>La Ley de Transición Energética establece el marco legal para la eficiencia energética e introduce disposiciones sobre metas indicativas de eficiencia energética.</p> <p>Existencia de una Estrategia Nacional de Energía 2017-2031. Entre los objetivos se encuentran reducir la intensidad energética en el país y promover el uso de tecnologías más eficientes.</p> <p>Existencia del Programa Nacional de Etiquetado para electrodomésticos.</p> <p>Existencia de programas de certificación de edificios sostenibles y normas de construcción sustentable.</p>	Existe un marco legal y políticas claras en materia de eficiencia energética.
	Electromovilidad	Existencia de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica	<p>Metas: Para 2030 el 50 % de las ventas de vehículos ligeros deben ser unidades eléctricas o híbridas enchufables; para 2040, el 100 % de ventas de vehículos livianos y pesados deben tener “cero emisiones”.</p> <p>Promoción de la demanda de vehículos eléctricos.</p> <p>Desarrollo de infraestructura de carga nacional.</p> <p>Promoción de producción nacional de vehículos eléctricos.</p>
	Hidrógeno verde (H ₂ V)	Existencia de Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde desde 2022.	<p>Existencia de una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno verde, que consiste en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Investigar y desarrollar tecnologías de producción de H₂V. • Desarrollar la infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución de H₂V. • Promover el uso de H₂V en diferentes sectores, como el transporte, la industria y la generación de energía.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Redes y medición inteligentes	<p>Existe una política nacional e implementaciones concretas de redes y medición inteligente.</p> <p>Existe el Programa de Redes Inteligentes y el Mapa de Ruta Regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente (REI).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Proponer el Mapa de Ruta de las actividades y proyectos en generación distribuida, demanda controlable, electromovilidad y microrredes eléctricas para una eficiente y eficaz integración al sistema eléctrico, a fin de fortalecer la seguridad y confiabilidad del SEN. • Fomentar los desarrollos mediante pruebas piloto. • Contar con reglamentación alineada con las políticas públicas que fortalezcan el desarrollo de los proyectos. • Organizar foros de discusión sobre problemas operativos observados.
	Gas natural (GN) como vector de transición	Existe un marco legal y políticas para fomentar la explotación del gas natural para contribuir a la reducción de las emisiones de GEI.	La Ley de Transición Energética tiene consideraciones específicas para el gas natural.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), instrumento de planificación con horizonte de 15 años, es un documento indicativo, elaborado por la Secretaría de Energía (SENER).	El PRODESEN 2023-2037 tiene como objetivos modernizar y ampliar la infraestructura del sistema eléctrico, promover la participación de la inversión privada en el sector y desarrollar nuevas fuentes de energía, con énfasis en las energías renovables.
	Generación distribuida (GD) ^b	<p>El marco regulatorio incluye disposiciones administrativas de carácter general, modelos de contrato, la metodología de cálculo de la contraprestación y las especificaciones técnicas generales aplicables a las centrales eléctricas de GD.</p> <p>Existe un manual de interconexión de centrales de generación con capacidad inferior a 0,5 MW y se han modificado algunas resoluciones para facilitar el acceso a esta tecnología.</p>	<p>Se prevé un incremento de la GD a 10 GW en 2035.</p> <p>No existe una norma de sistemas fotovoltaicos de GD que establezca protocolos y estándares internacionales, ni que regule aspectos como el diseño, el desempeño, la calidad, la seguridad, el reciclaje y el impacto ambiental.</p> <p>La expansión de la GD fotovoltaica (FV) rebasa ya 1 GW acumulado, alcanzando en diversas zonas niveles de penetración importantes. Esto puede dar lugar a perfiles de demanda con pendientes pronunciadas, introduciendo problemas de operación de la red y limitando el propio despliegue de la tecnología, cuestiones que aún deben ser estudiadas y analizadas.</p>
	Almacenamiento con baterías	<p>Existe desde 2019 la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional (PCSCCSEN).</p> <p>Existe desde 2021 la Estrategia Nacional de Inteligencia Artificial (ENIA).</p>	<p>Ausencia de regulación.</p> <p>Se reconoce a los sistemas de almacenamiento como tecnologías para optimizar procesos, servicios y recursos del sector eléctrico.</p>

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



Estructura y funcionamiento sectorial

► Estructura sectorial

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa estatal que participa en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los productores independientes de energía (PIE) tienen acceso a las redes de transporte para participar en el MEM. A diciembre de 2018 existían en ese mercado 62 participantes privados y 9 participantes públicos provenientes de la CFE.

► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

Las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica de 2013 permitieron la liberalización del MEM, brindando a las empresas privadas la oportunidad de contar con más opciones para proveer un servicio basado en el principio de la oferta y la demanda en la industria eléctrica.

Los PIE pueden participar en el mercado eléctrico bajo seis modalidades: como generador, usuario calificado, suministrador de servicios básicos, suministrador de servicios calificados, suministrador de último recurso y comercializador no suministrador (CENACE, 2018).

Con la Resolución N.º 948 de 2015 la CRE establece disposiciones en materia de acceso a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución (CRE, 2015). Estas disposiciones tienen por objeto garantizar a los participantes del MEM el acceso a ambas redes de forma efectiva y no discriminatoria, aunque está sujeto a la disponibilidad y capacidad de dichas redes, así como a sus requerimientos de ampliación. Los participantes del MEM

pueden financiar los costos de estas obras, teniendo derecho a un reembolso posterior por parte del transportista (CRE, 2014).

► Competencia en el mercado mayorista

En el MEM se transan productos asociados a la electricidad, como energía, potencia, certificados de energía limpia (CEL)⁴, servicios conexos y derechos financieros de transmisión. Las reglas del mercado eléctrico mayorista se dividen en dos tipos: las bases del mercado eléctrico y las disposiciones operativas del mercado. Las primeras son emitidas por la CRE y establecen los principios generales, los criterios económicos y los mecanismos de coordinación para el funcionamiento del mercado. Las segundas son emitidas por el CENACE y definen los procesos operativos, los procedimientos técnicos y los requisitos administrativos para la participación en el mercado (CENACE, s. f.b).

El MEM se divide en cinco tipos de mercados específicos (CENACE, s. f.a):

- ▶ Mercado de energía de corto plazo.
- ▶ Mercado para balance potencia.
- ▶ Mercado de certificados de energía.
- ▶ Subastas de mediano y largo plazo.
- ▶ Subastas de derechos financieros de transmisión.

Adicionalmente, los usuarios calificados (con capacidad instalada superior a 1 MW) pueden pactar precios libremente con los generadores.

Finalmente, en México se consideran numerosos servicios auxiliares de generación, entre los cuales se encuentran la regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia y la provisión de potencia reactiva para el control de la tensión. Algunos de estos servicios son remunerados, pero actualmente no existe un mercado de servicios auxiliares (CEPAL, 2021).

⁴ Los CEL son títulos emitidos por la CRE, que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica con energías limpias. El Mercado de Certificados de Energías Limpias es un componente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que permite adquirir y vender los CEL en un mercado spot con el objetivo de que los participantes puedan acreditar el cumplimiento de sus obligaciones en materia de energías limpias, establecidas en los requisitos de CEL que publica anualmente la SENER.

▶ Mercados locales de energía

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

▶ Transparencia tarifaria

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

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo por consumo, aunque si el consumo es menor a un límite, el cargo es fijo.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo, otro por consumo y un tercero por demanda si la capacidad instalada supera cierto valor.

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



Políticas de transición energética

▶ Energías renovables no convencionales

El principal instrumento político para promover las ERNC es la Ley de Transición Energética (LTE) de 2015. En esta Ley se establecieron los objetivos nacionales para el aprovechamiento sustentable de la energía y el incremento de las energías limpias en la matriz nacional. Entre estos objetivos se encontraban alcanzar una participación mínima del 25 % de energías limpias en la generación eléctrica en 2018, del 30 % en 2021 y del 35 % en 2024.

Por otro lado, la Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENTEASE) 2013-2027 define las líneas estratégicas para promover el uso eficiente de la energía y el desarrollo de las energías renovables en los sectores eléctrico, industrial, residencial, del transporte y de servicios (SENER, 2013). Entre estas líneas se encuentran:

- ▶ La realización de nuevas subastas.
- ▶ La necesidad de simplificar los trámites y permisos para la instalación de proyectos renovables.
- ▶ La definición de incentivos fiscales y financieros que promuevan la inversión privada.

▶ Eficiencia energética

La CONUEE, en coordinación con la SENER, trabajó en la elaboración de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnología y Combustibles más Limpios, conforme a la Ley de Transición Energética. Entre las metas principales en EE se encuentran (CONUEE, 2024):

- ▶ Reducir el consumo final de energía primaria en un 2,2 % anual promedio para el periodo 2020-2035.
- ▶ Reducir el consumo final de energía primaria en un 2,5 % anual promedio para el periodo 2035-2050.

El seguimiento del cumplimiento de las metas propuestas muestra que, antes de la pandemia de COVID-19 que afectó a la población mundial, la aplicación de iniciativas como el Programa Nacional de Etiquetado para electrodomésticos y de programas de certificación de edificios sostenibles y normas de construcción sustentable, entre otros, fue efectiva⁵. Sin embargo, el ritmo de aplicación se ralentizó como consecuencia de las medidas adoptadas durante la crisis económica y sanitaria, hasta que la situación empezó a normalizarse hacia 2021, cuando llegó a niveles prepandemia.

▶ Electromovilidad

La política de México en este ámbito está contenida en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME). Esta estrategia busca organizar y coordinar los proyectos de electromovilidad a través de diferentes grupos de trabajo especializados: 1) Regulación, normas y estándares; 2) Investigación, tecnologías, infraestructura y energía; y 3) Alianza de Ciudades por la Movilidad Eléctrica. Además, la ENME promueve incentivos, modelos de negocio y financiamiento; proyectos demostrativos; y comunicación y difusión. Este último punto es clave, ya que en México existe una cultura que sobrevalora los medios de movilidad individuales. Para paliar esta situación, se requiere un plan de comunicación sustentado en la electromovilidad, dentro de un plan general de movilidad sostenible.

También existen iniciativas locales impulsadas por algunos estados y municipios para promover la movilidad eléctrica. Estas incluyen (ICCT et al., 2024):

- ▶ El impuesto sobre automóviles nuevos (ISAN) queda exento para vehículos propulsados por baterías eléctricas recargables.

⁵ Se puede obtener más información sobre las diferentes etiquetas de eficiencia energética en la página web del Gobierno de México (CONUEE, 2014).

- ▶ Deducción del 25 % en el impuesto sobre la renta por inversión en activo fijo para automóviles, autobuses, camiones de carga, tractocamiones, montacargas y remolques.
- ▶ Exención del impuesto por tenencia o uso de los vehículos eléctricos para el transporte público de personas.
- ▶ Los vehículos eléctricos pueden tramitar la constancia tipo exento, que permite la circulación sin restricciones.

En particular, en la Ciudad de México se ha implementado el programa Ecobici, que ofrece un servicio de bicicletas eléctricas compartidas para los usuarios registrados. El programa cuenta con más de 6.000 bicicletas y 480 estaciones en diferentes zonas de la ciudad. El objetivo es fomentar el uso de medios de transporte alternativos, sustentables y saludables (Secretaría de Movilidad, 2024).

En términos de despliegue de una red de recarga para vehículos eléctricos e híbridos, la administración del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE) se encarga de la promoción y desarrollo de electrolineras. No obstante, es aún insuficiente, por lo que se deben aumentar los esfuerzos en esa dirección a fin de dotar al potencial comprador de este tipo de vehículos de la confianza e infraestructura suficiente para desempeñar sus actividades sin los inconvenientes asociados a la posible falta de estaciones.

▶ Hidrógeno verde

Hasta la fecha, no existe una Estrategia Nacional para el hidrógeno verde. Sin embargo, esta previsto incluir en la ENME un apartado dedicado al H₂V como una opción para impulsar la movilidad eléctrica en México.

A inicios de 2023, existió intención política en el Senado de la República para reformar la LTE con el fin de incluir disposiciones específicas para crear un programa nacional de uso de hidrógeno verde (Gobierno de México, 2023). Asimismo, en la actualización de la Estrategia Transición Energética se indica que la producción de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica constituye un área de oportunidad a mediano plazo (SENER, 2024).

▶ Redes y medición inteligentes

El Programa de Redes Inteligentes elaborado por la SENER en 2017 describe la política de México en torno a esta tecnología (SENER, 2017). Este Programa tiene como objetivo hacer más eficiente el SEN con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, comunicación y operación, en línea con el marco normativo derivado de la reforma energética y la Ley de Transición Energética, que promueven el uso de energías limpias y renovables. Para lograr el objetivo, también prevé la participación de los usuarios en el mercado eléctrico a través de la GD y la respuesta de la demanda. Además, este programa propone una serie de proyectos a corto, mediano y largo plazo para el desarrollo e implementación de redes inteligentes, considerando aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales. Con la implementación de esta iniciativa, se espera que mejore la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos adversos.

La CRE cuenta desde 2014 con un documento titulado Marco Regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente (REI). Su objetivo es proporcionar una hoja de ruta normativa y un plan de acción para facilitar el desarrollo e implementación de la REI en México. La hoja de ruta responde a la visión de crear un sistema eléctrico resiliente, eficiente y sostenible que integre las energías renovables y permita la participación de los consumidores a través de la respuesta de la demanda, la GD y el almacenamiento de energía. En ella se incluyen recomendaciones sobre reformas legislativas, regulatorias, institucionales y otras medidas tecnológicas para facilitar el desarrollo de la REI. Entre ellas están:

- ▶ Proponer las actividades y proyectos sobre GD, demanda controlable, electromovilidad y microrredes eléctricas para una eficiente y eficaz integración al sistema eléctrico, a fin de fortalecer la seguridad y confiabilidad del SEN.
- ▶ Fomentar los desarrollos mediante pruebas piloto de los proyectos de generación distribuida colectiva⁶.

⁶ Dentro del apoyo a programas piloto de GD que mejoren la economía y supongan ahorros para los usuarios, algunos estados de México buscan fortalecer inversiones en GD que permitan el mejoramiento de la vida en las zonas rurales y comunidades apartadas a través de la producción de electricidad con paneles solares, a lo cual se le denomina generación distribuida colectiva (GDC).

- ▶ Contar con reglamentación alineada con las políticas públicas que fortalezcan el desarrollo de los proyectos de generación distribuida colectiva.
- ▶ Organizar foros de discusión sobre problemas operativos en el SEN que ameriten desarrollos basados en microrredes eléctricas con GD.

▶ Gas natural como vector de transición

El Transitorio 16.º de la Ley de Transición Energética y las disposiciones administrativas publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 2016 establecen las condiciones y umbrales para que la cogeneración, la generación térmica con captura de carbono y otras tecnologías, como las de gas natural, se consideren energías limpias o bajas en emisiones de CO₂.

Adicionalmente, las indicaciones de la Estrategia de Transición Energética actualizada permiten inferir que el gas natural será clave en la transición energética y que en los años siguientes tendrá un rol importante, junto con las ERNC (SENER, 2024).



Planeamiento y regulación sectorial

▶ Planificación energética y eléctrica

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) es el instrumento de planeación estratégica en el sector eléctrico de México. Este programa es elaborado por la SENER y la Comisión Federal de Electricidad

(CFE) con un horizonte de 15 años. Su objetivo es establecer las políticas, estrategias, metas y acciones necesarias para garantizar el desarrollo, modernización, expansión y operación eficiente del sistema eléctrico nacional en el corto, mediano y largo plazo.

El PRODESEN considera diversos aspectos, como la generación, transmisión, distribución, almacenamiento y uso final de la energía eléctrica, así como la integración de fuentes de energía renovable y la eficiencia energética. También contempla aspectos relacionados con la seguridad energética, la sustentabilidad ambiental, la competitividad económica y la inclusión social.

Este programa es un instrumento de planificación de tipo indicativo y se actualiza y publica de manera periódica, generalmente cada cinco años. Su objetivo principal es proporcionar una visión integral y prospectiva del desarrollo del sector eléctrico mexicano, así como orientar las inversiones y decisiones estratégicas en este ámbito.

El PRODESEN 2023-2037, última versión disponible, contempla el incremento ordenado de la generación eléctrica con energías limpias y renovables (SENER, 2023). Además, incluye el “Reporte de avance de energías limpias”, el cual expone con detalle la planeación de México para el cumplimiento de las metas establecidas en materia de energías renovables.

► Generación distribuida

El PRODESEN considera como GD el uso de tecnologías de producción de energía eléctrica con capacidades inferiores a 0,5 MW, que impactan en el consumo de electricidad y el perfil de la demanda de un sistema eléctrico local. Dentro de ese grupo, se incluye GE instalada en un hogar, comercio, pequeña o mediana industria, edificios en condominio y de oficinas o conjunto de centros de carga. Hasta la fecha de elaboración de este informe, coexistían mecanismos de facturación y medición netas como regímenes de contraprestación.

En México se han aplicado distintas líneas de acción, recopiladas en la actualización de la Estrategia de Transición Energética, cuyos puntos más importantes se indican en el cuadro 3.2.

CUADRO 3.2

Líneas de acción en GD para México

Línea de acción
Desarrollar protocolos, definiciones y estándares técnicos que hagan cumplir los lineamientos de balanceo de fases, estabilidad de voltaje, calidad de energía, interferencia con radiofrecuencias, interoperabilidad y seguridad informática.
Fortalecer la vinculación entre las regulaciones de los sistemas eléctricos con los sistemas de comunicación y manejo de datos.
Evaluar el establecimiento de tarifas en tiempo real que permitan dar valor a la aportación de energía de los sistemas distribuidos en términos de potencia y energía.
Medir los costos y beneficios de la generación distribuida a través de metodologías probadas y transparentes.
Establecer tarifas de generación distribuida en el sector doméstico, comercial e industrial que sean justas, basándose en pruebas estándar que identifiquen los costos y beneficios que aplican a la generación distribuida.
Establecer metas a mediano y largo plazo específicas para generación distribuida.
Generar estudios que permitan fortalecer metas a mediano y largo plazo específicas para generación distribuida.
Fomentar la instrumentación del monitoreo y seguimiento de sistemas de generación distribuida.
Apoyar y dar seguimiento a los esfuerzos de programas de fomento a la tecnología.

Fuente: SENER (2024).

Lo anterior, sumado a la regulación general vigente⁷, no ha sido suficiente para asegurar un despliegue importante de la GD a nivel nacional, aunque existen zonas donde han logrado cierta penetración⁸. Al respecto, se han identificado como barreras:

- La inexistencia de una norma de sistemas fotovoltaicos de GD que establezca protocolos y estándares internacionales y que regule aspectos como el diseño, el desempeño, la calidad, la seguridad, el reciclaje y el impacto ambiental.

⁷ Los documentos más relevantes son la RES/142/2017, sobre disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida, y el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida con capacidad inferior a 0,5 MW.

⁸ Nuevo León y Jalisco tienen 250 MW y 350 MW instalados, de acuerdo con un reporte de la SENER (2023a), mientras que Chiapas, por ejemplo, posee 15 MW instalados.

- ▶ La expansión de la GD fotovoltaica rebasa ya 1 GW acumulado, alcanzando niveles de penetración importantes en diversas zonas. Esa alta implantación puede dar lugar a perfiles de demanda con pendientes pronunciadas, introduciendo problemas de operación en la red, que aún deben ser estudiados y analizados, y limitando el propio despliegue de la tecnología.

▶ Almacenamiento con baterías

El PRODESEN 2023-2027 menciona el almacenamiento de energía en baterías como una de las estrategias para mejorar la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico. Este programa promueve el desarrollo de proyectos de almacenamiento con baterías u otras tecnologías, tanto en generación como en transmisión y distribución, para aprovechar los excedentes de energía renovable y reducir las pérdidas técnicas y no técnicas. Además, se incentiva la participación de los usuarios en el mercado eléctrico mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos con baterías que les permitan generar, consumir y vender su propia energía, así como contribuir a la estabilidad del sistema.

Igualmente, la Estrategia de Transición Energética actualizada indica la necesidad de estudiar los efectos de los bancos de batería en las posibles contingencias de la red y en general de los transitorios, junto con el ajuste de la frecuencia del sistema, para poder visualizar su potencial utilización (SENER, 2024).



Iniciativas de organismos multilaterales

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

- ▶ Transición Energética Justa (BID, 2023). Con este proyecto, el BID busca el fortalecimiento de la transición energética ofreciendo su apoyo a LitoMX, organismo creado para promover y gestionar el desarrollo sostenible de la minería de litio en México, y a la CFE en sus esfuerzos para desarrollar los elementos que permitirán impulsar el uso de energías renovables tanto en la generación de electricidad como en los usos finales.
- ▶ Transición Energética en Empresas Estatales del Sector Energético (BID, s. f.b). La iniciativa permitirá elaborar un diagnóstico y fijar metas y objetivos para la transición justa en las empresas estatales del sector energético, en particular la Comisión Federal de Electricidad (CFE). También ayudará a avanzar en el uso de energías limpias y proponer un modelo técnico y financiero para impulsar dicha transición.

Asimismo, se pretende desarrollar un programa de eficiencia energética que, junto con el uso de energías renovables, contribuya al desarrollo sustentable de Cozumel, Isla Mujeres y Holbox, en el estado de Quintana Roo, e Isla Natividad, en el estado de Baja California Sur.
- ▶ Eficiencia Energética y Generación Solar Distribuida en Escuelas Públicas (BID, s. f.a). Su propósito es desarrollar una propuesta para implementar un programa nacional de EE y GD en escuelas públicas, que incluya, para cada estado mexicano, la evaluación de los ahorros potenciales

en iluminación, aire acondicionado y aislamiento térmico en centros educativos públicos, la evaluación de la GD y el cálculo de la inversión necesaria y su factibilidad.

Las iniciativas relevadas en México, si bien están dirigidas a ámbitos particulares, cuentan con dos ejes comunes: la penetración de las energías renovables y la eficiencia energética. Lo anterior se encuentra en línea con lo analizado, ya que corresponden a proyectos que buscan plasmar las regulaciones, planes y estrategias disponibles mediante el apoyo de organismos multilaterales.

4

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones





Metas de la transición

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

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

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

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	No exceder 359 MtCO 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 llevar a cabo este pronóstico. En la preparación de los escenarios de este estudio, se han analizado cuatro pronósticos de precios de los combustibles disponibles públicamente, realizados por instituciones acreditadas, a fin de construir un punto de referencia internacional de dichos precios. Los trabajos consultados son:

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

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

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

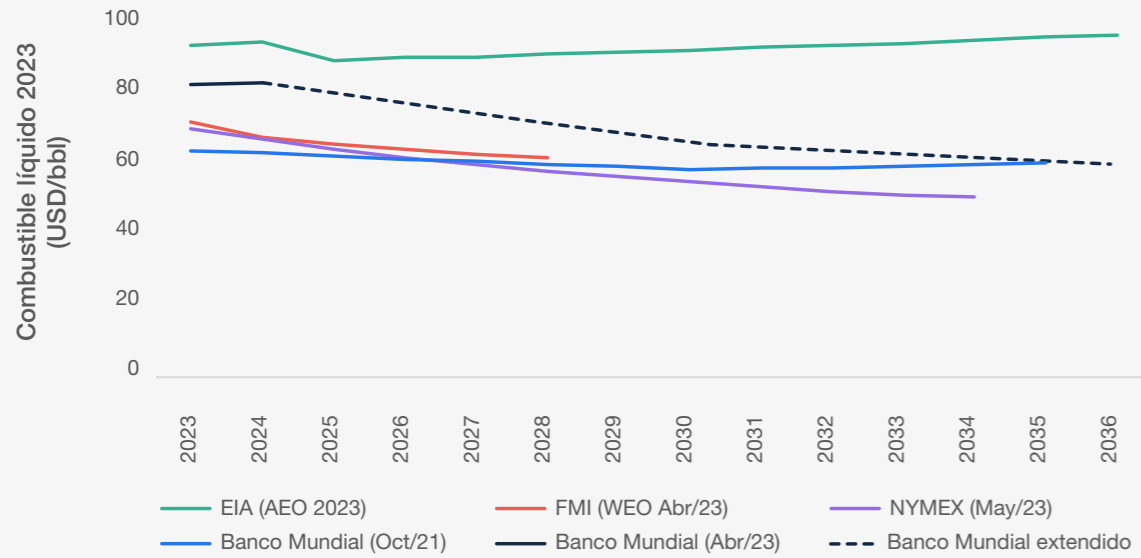
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar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

▶ Proyección de los precios de los combustibles líquidos

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

GRÁFICO 4.1

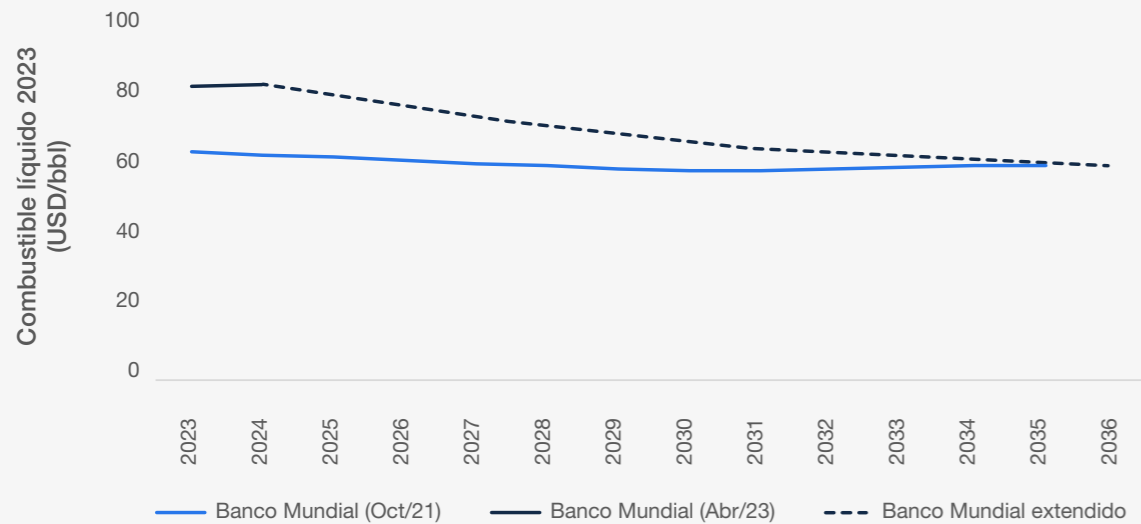
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



Fuente: Banco Mundial (2023).

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

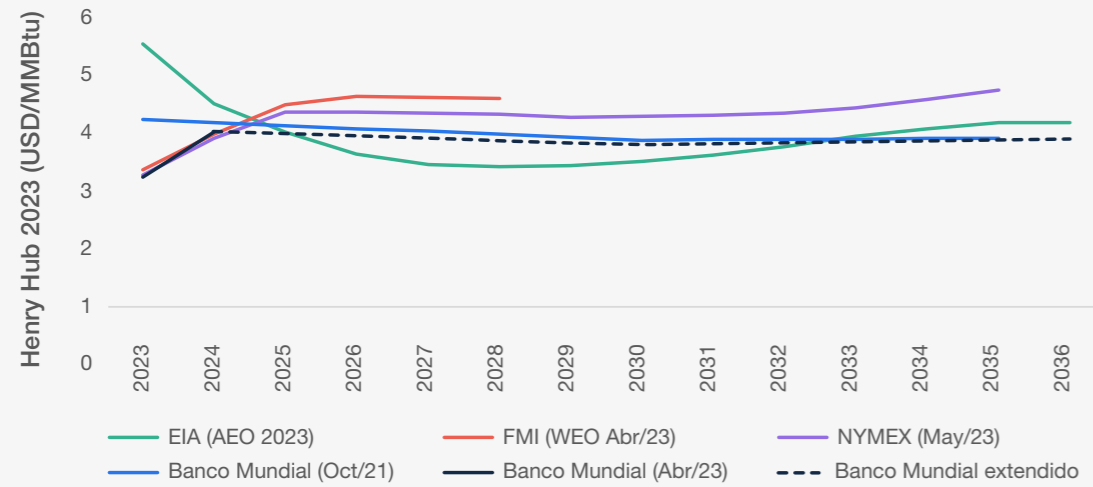
► **Proyección de los precios del gas natural**

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

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

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

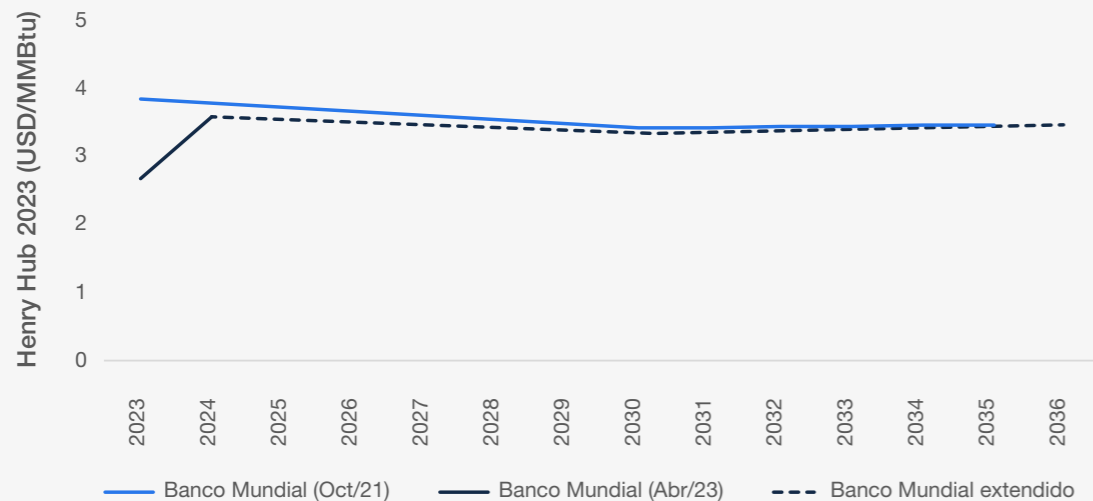


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

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

GRÁFICO 4.4

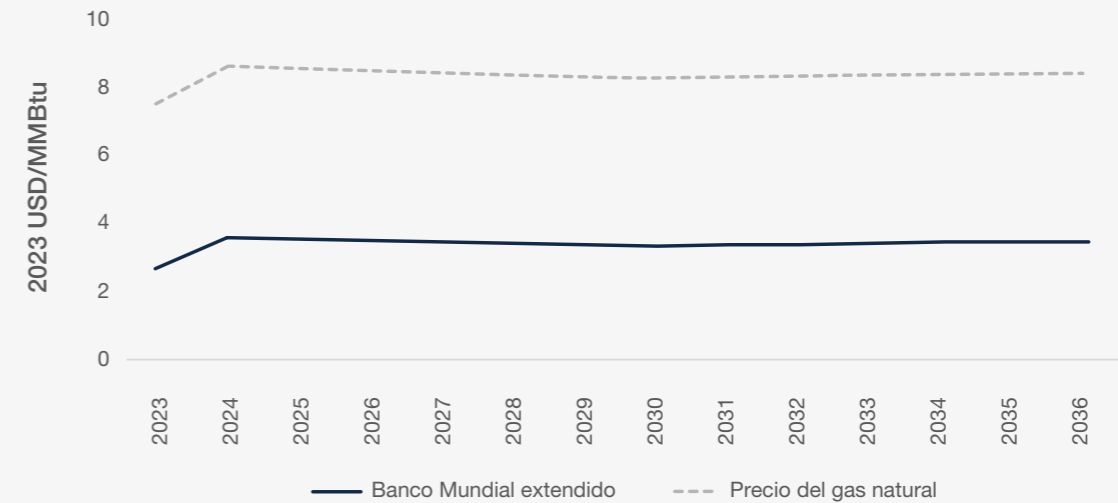
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



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

GRÁFICO 4.5

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



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

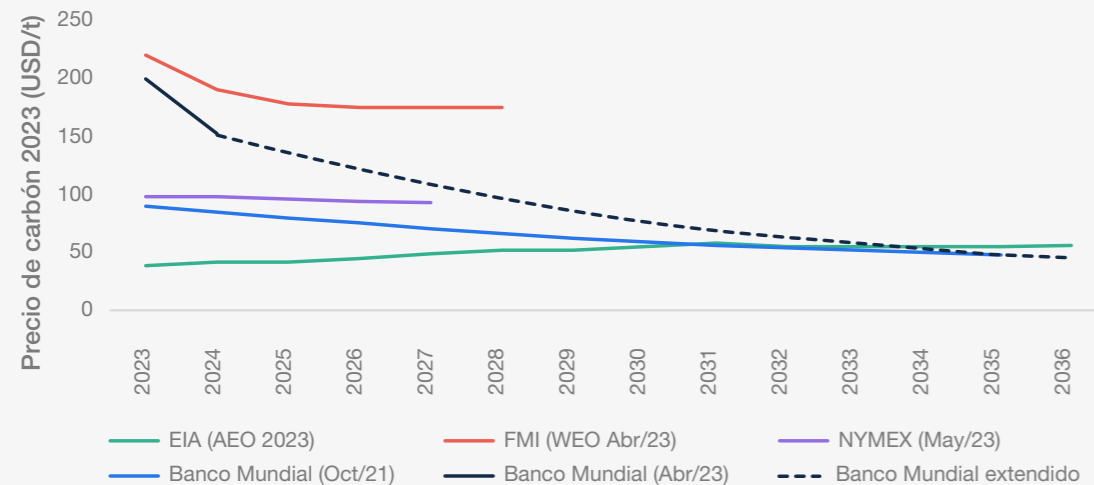
► Proyección de los precios del carbón

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

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

GRÁFICO 4.6

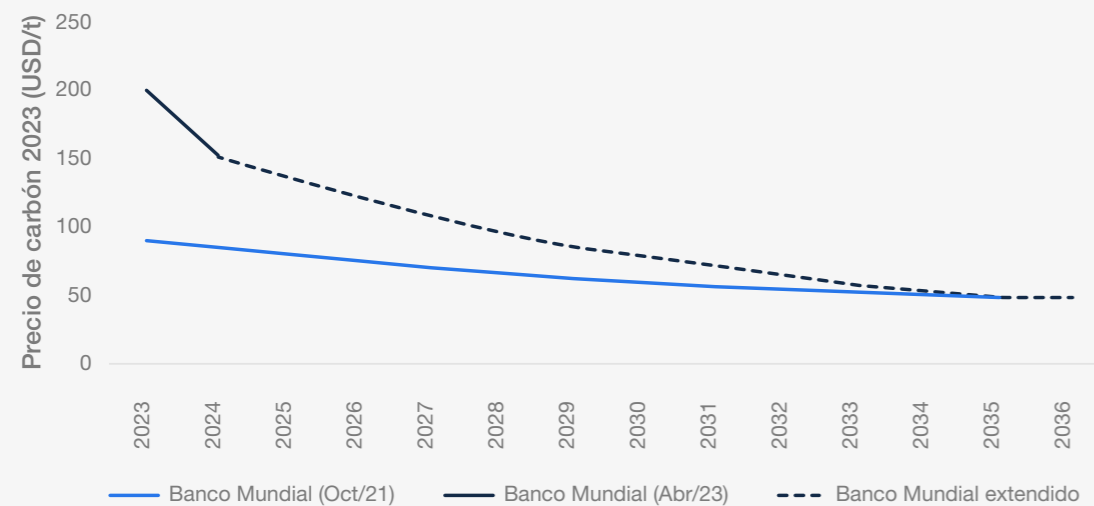
Perspectivas del precio del carbón de diferentes entidades



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

GRÁFICO 4.7

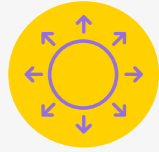
Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base



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



Las centrales térmicas con base en gas natural siguen siendo la principal fuente de generación de electricidad en México, pese a los avances logrados para la producción con fuentes renovables, que han resultado en una relativa diversificación de la matriz.



Tecnologías candidatas para la expansión

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

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

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

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

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

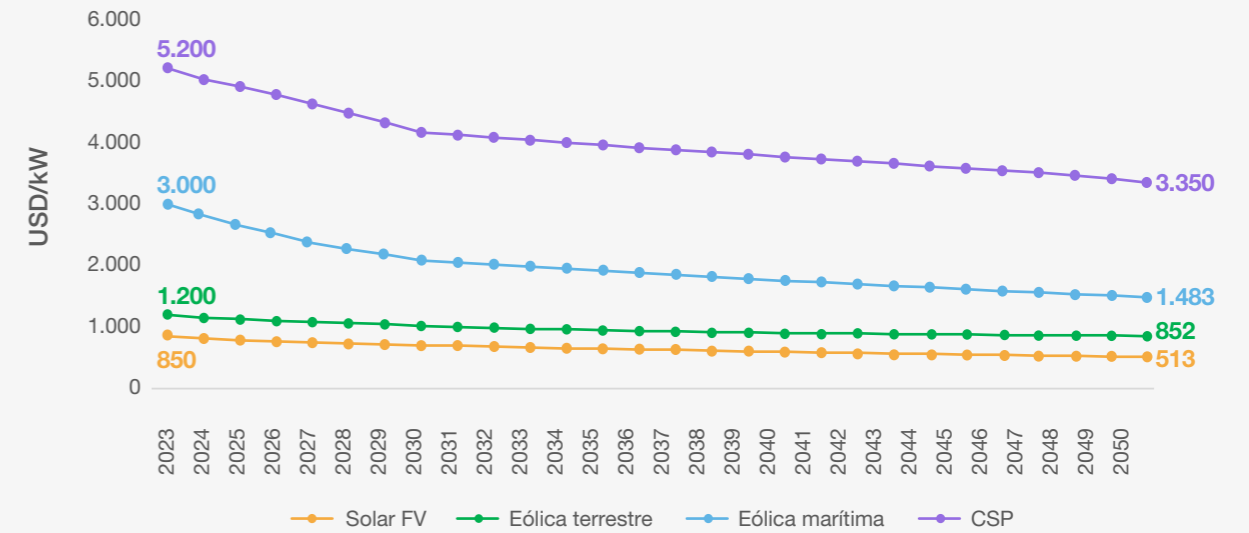
PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por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

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

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

GRÁFICO 4.8

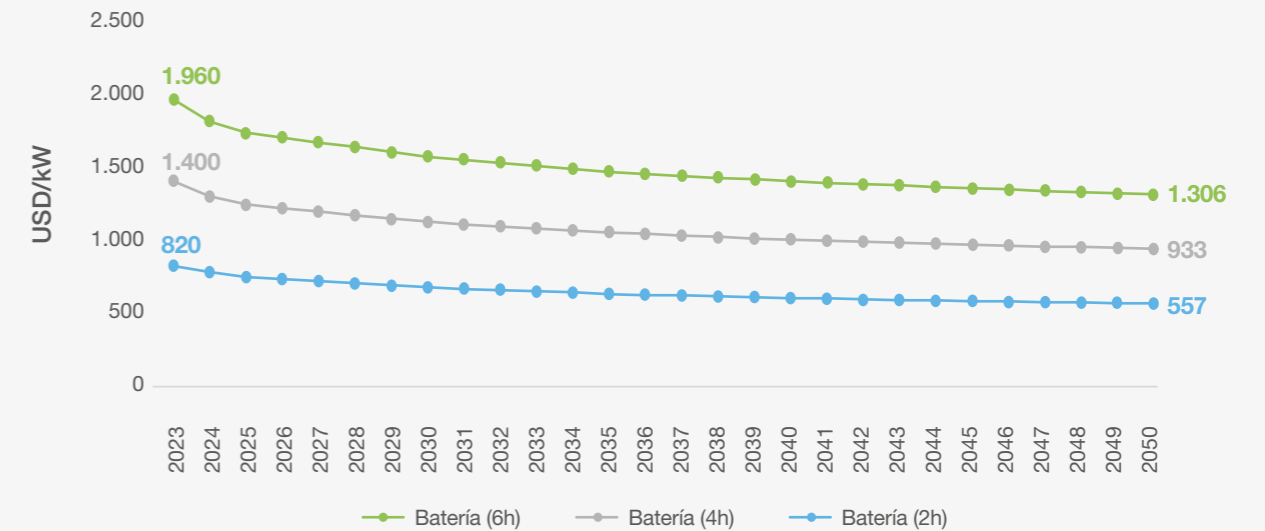
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



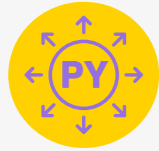
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.9

Curva de costos para baterías



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



Supuestos adoptados en la expansión del sistema

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

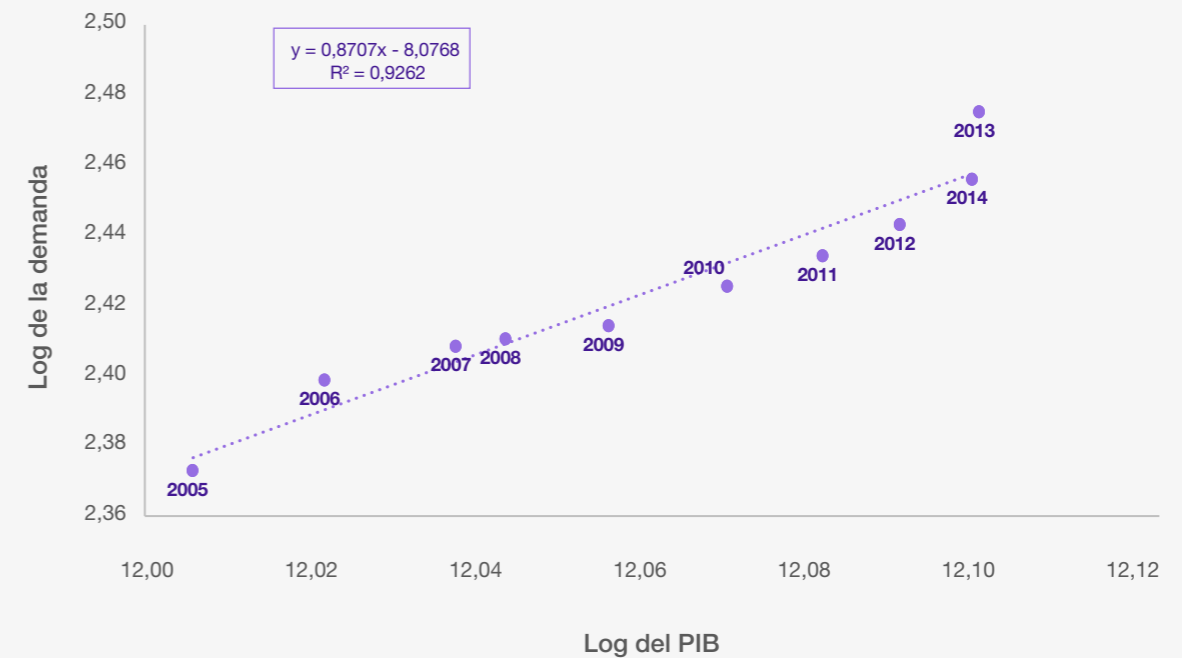


► Demanda potencial

Como se explica en el apartado **Pronóstico de la demanda** del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2010 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, lo que permite realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. En el caso de México, se estimó la elasticidad en 0,8707, como se muestra en el gráfico 4.10.

GRÁFICO 4.10

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico



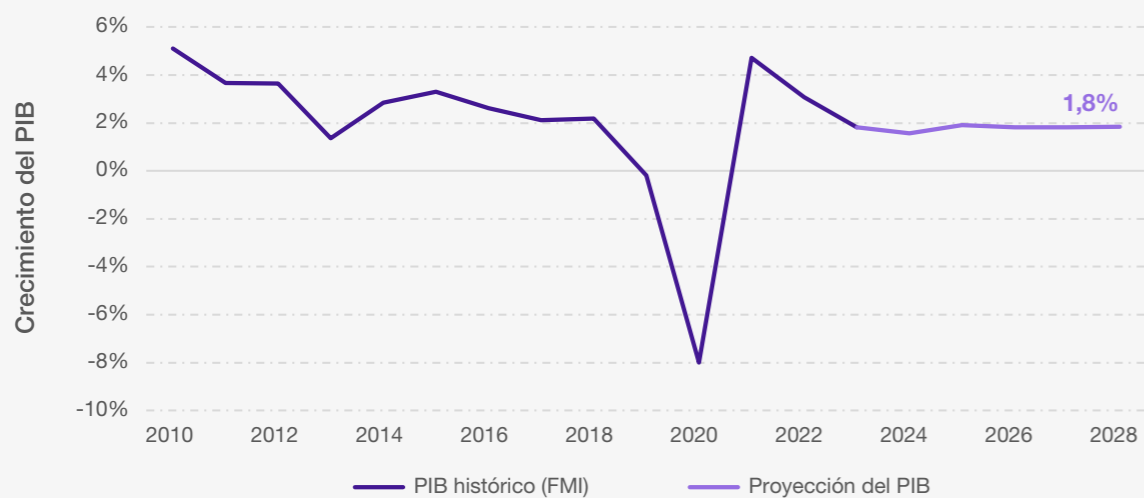
Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024 y procesados).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para obtenerla, se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El

gráfico 4.11 muestra la evolución del PIB mexicano, para el cual se proyecta un crecimiento de aproximadamente el 1,8 % a partir de 2023 (con pequeñas variaciones a la baja y al alza en 2024 y 2025). Dado que el pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028, para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque cabe destacar que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 1,8 %.

GRÁFICO 4.11

Crecimiento y proyección del PIB

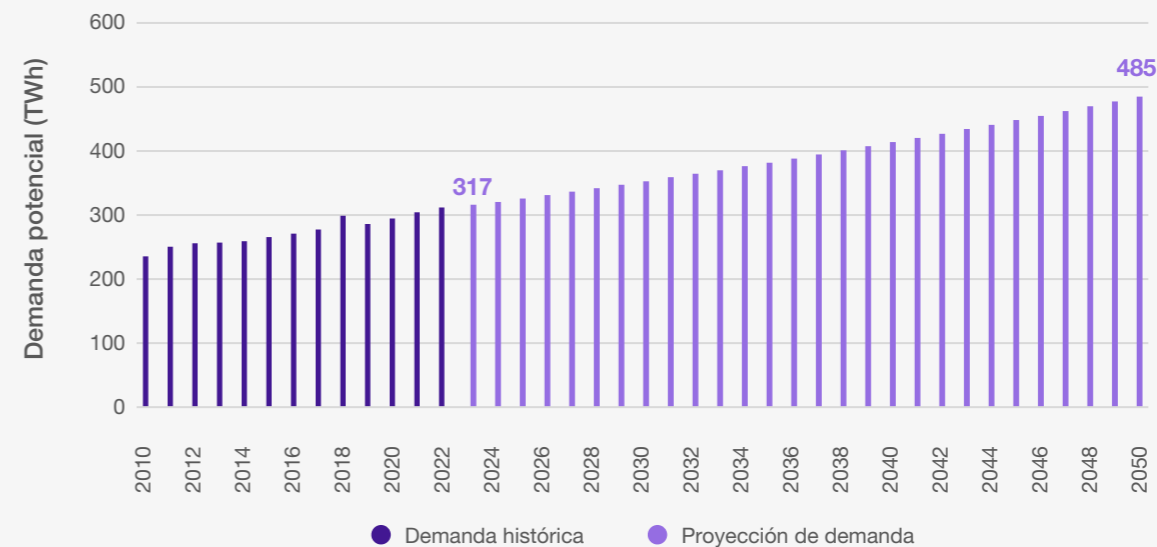


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte bajo estudio es de aproximadamente el 1,6 %, dada una elasticidad muy cercana a 0,87 en el caso de México, por tanto, se observa que el PIB crece a una tasa sutilmente mayor que la demanda durante todo el periodo. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 70 % entre los años 2023 y 2050. El gráfico 4.12 muestra la proyección del crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.12

Proyección del crecimiento de la demanda potencial

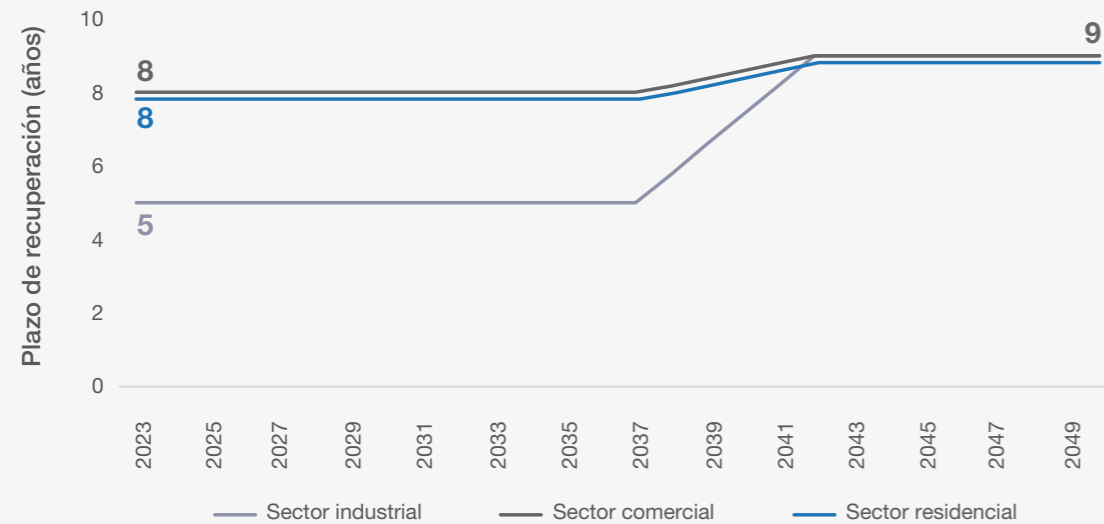


► Generación distribuida

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

GRÁFICO 4.13

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

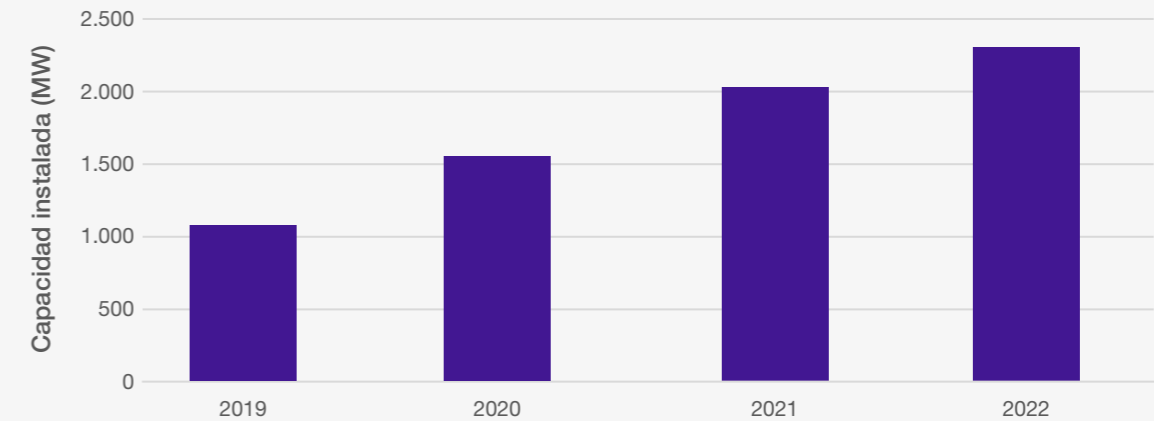


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Dados los valores tarifarios observados por los consumidores locales, existe un considerable incentivo para la adopción de la GD en el país si se compara con los demás países de la región. México tenía aproximadamente 2.300 MW instalados en GD al cierre de 2022, representados en el gráfico 4.14.

GRÁFICO 4.14

Datos de proyectos de GD instalados en México



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

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

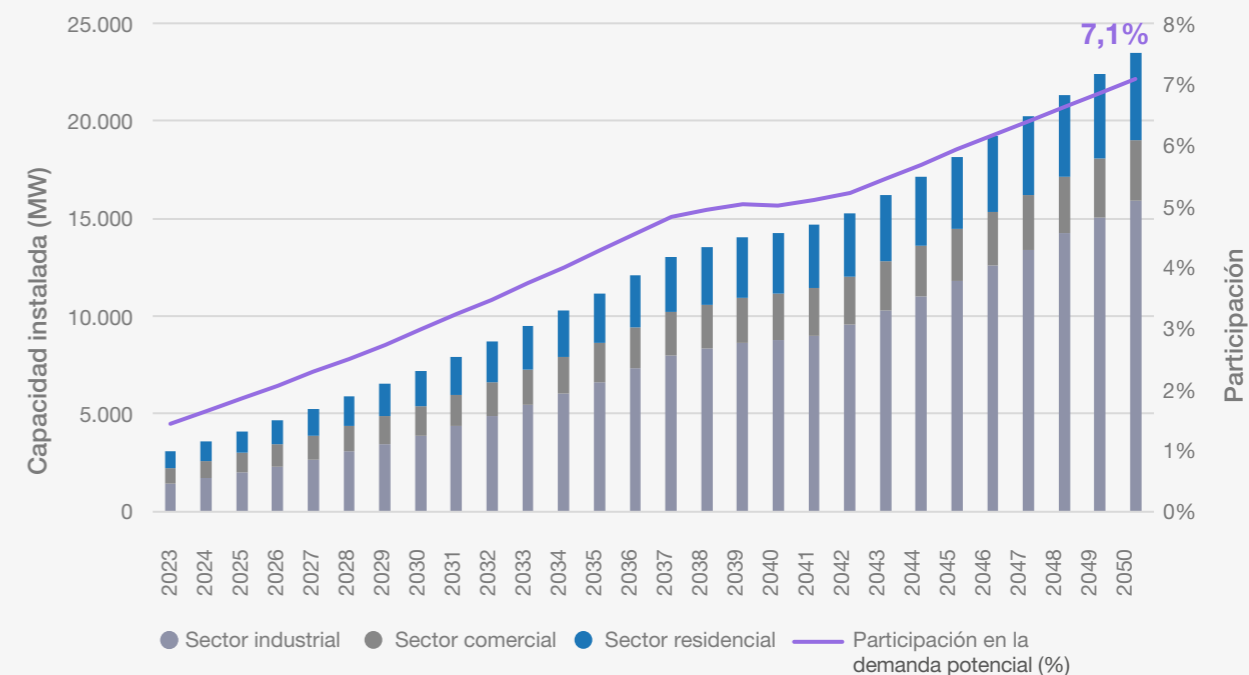
Los plazos relativamente bajos adoptados entre 2023 y 2037 tienden a aumentar el mercado potencial y una expansión de la tecnología en este periodo. A partir de 2042, cuando la GD en el país alcanza una participación del 5 % en la demanda total, el plazo de recuperación comienza a converger hacia los 9 años, haciendo menos atractiva esta opción, como puede verse en el gráfico 4.15. Se observa entonces un crecimiento menos acelerado, pese a lo cual en 2050 la GD suma 23.500 MW, lo que se traduce en 7,1% de participación en la demanda potencial, un valor considerable.



México ha avanzado significativamente en la promoción de la generación distribuida y la electromovilidad; sin embargo, enfrenta desafíos en áreas como el hidrógeno verde. Este último se complica por la ausencia de una estrategia nacional definida y la competitividad del gas natural, que representa un obstáculo para su desarrollo.

GRÁFICO 4.15

Curva de adopción de la generación distribuida



En México, es importante resaltar la gran participación del sector industrial en la demanda potencial y su constante protagonismo durante todo el horizonte de estudio, que puede ser explicado por el bajo plazo de recuperación adoptado por este sector en la mayoría del periodo bajo análisis.

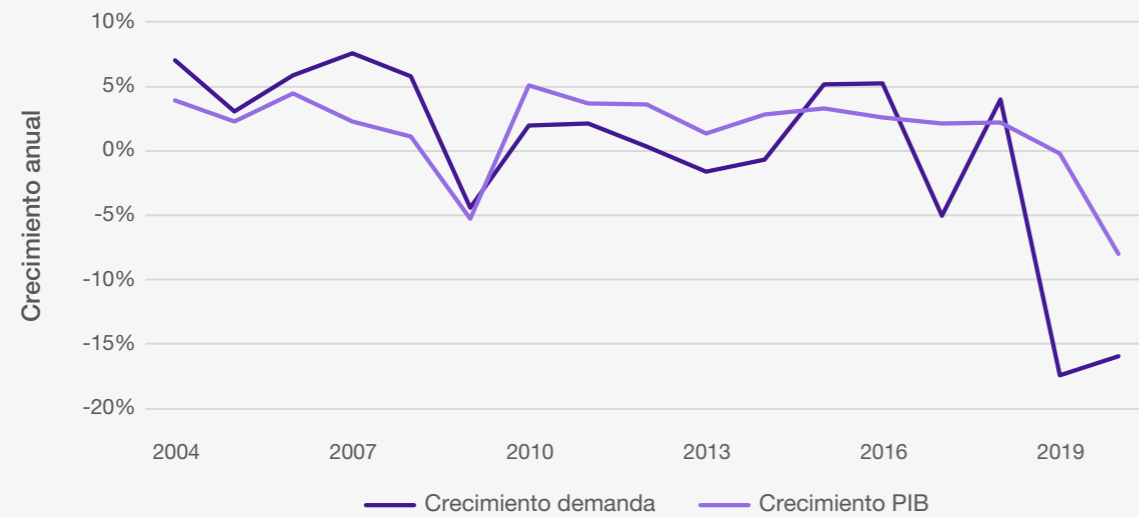
▶ Electromovilidad

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

Como punto de partida, se realiza un análisis comparativo entre los datos históricos de demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB mexicano entre 2004 y 2020, ilustrados en el gráfico 4.16. A partir de estos datos, es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

GRÁFICO 4.16

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

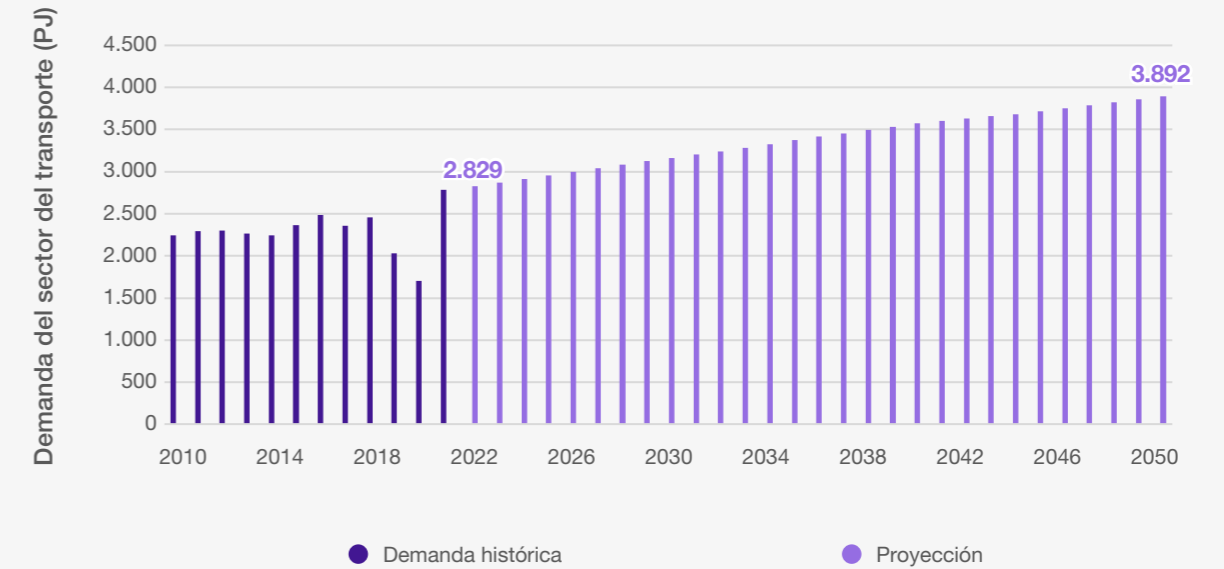


Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (2020a) y Banco Mundial (2022b).

Como muestra el gráfico 4.17, se estima un crecimiento promedio de la demanda del 1,1 % en el periodo bajo estudio para el sector del transporte en México, con un aumento acumulado del 36 % entre 2023 y 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo de energía total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. México tiene un porcentaje muy bajo de consumo de electricidad en este sector hasta 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,2% de su demanda total.

GRÁFICO 4.17

Proyección de la demanda en el sector del transporte

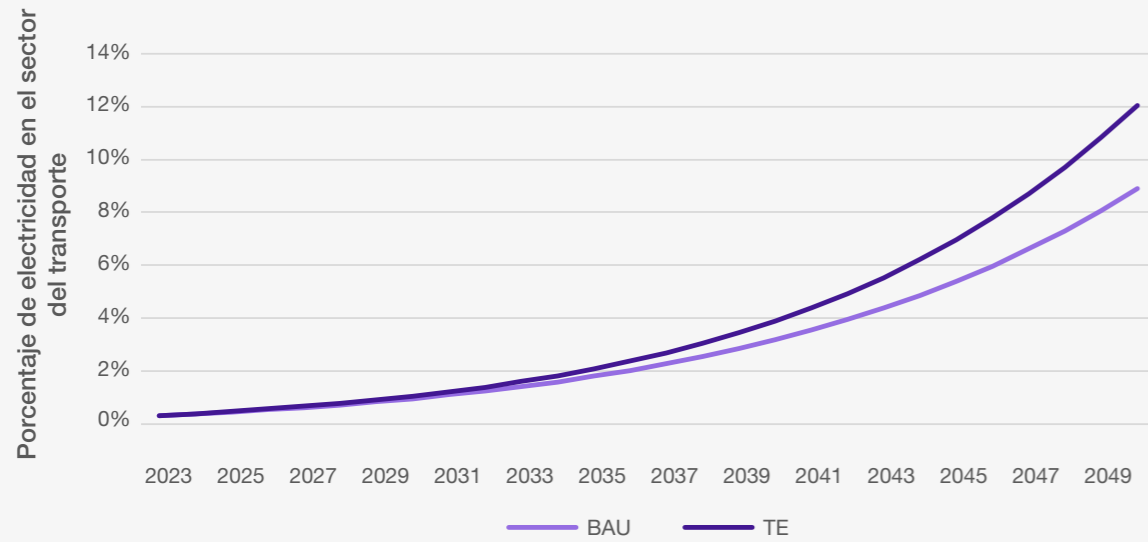


Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (s. f.a; s. f.b) y Banco Mundial (2022b).

Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo para el que se considera un retraso de 5 años en relación con las metas de electrificación planteadas por la IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética y 10 años en el escenario de BAU. En el gráfico 4.18, se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje de electricidad en la demanda del sector del transporte utilizado en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el consumo de electricidad para movilidad en México alcance en 2050 el 9 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de BAU y el 12 % en el caso de transición y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.18

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



En términos de consumo de electricidad para movilidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.19. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 35 % superior a la proyectada en el escenario de BAU en 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector. Estos valores reflejan, además, una participación de la demanda por electromovilidad en la demanda potencial igual al 16,5 % en el escenario de BAU y al 21,2 % en el caso de transición para el año 2050 (gráfico 4.20).

GRÁFICO 4.19

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

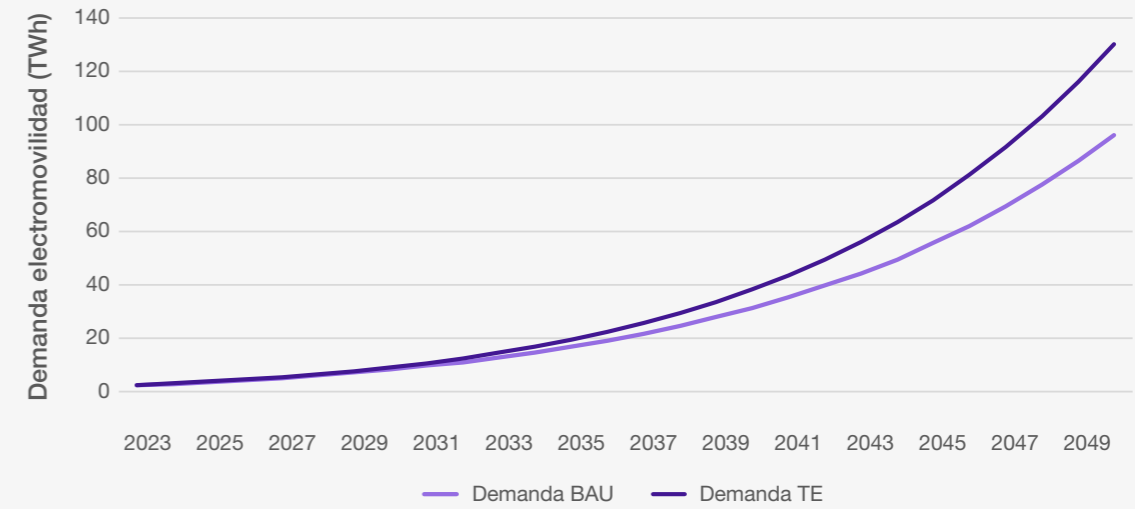
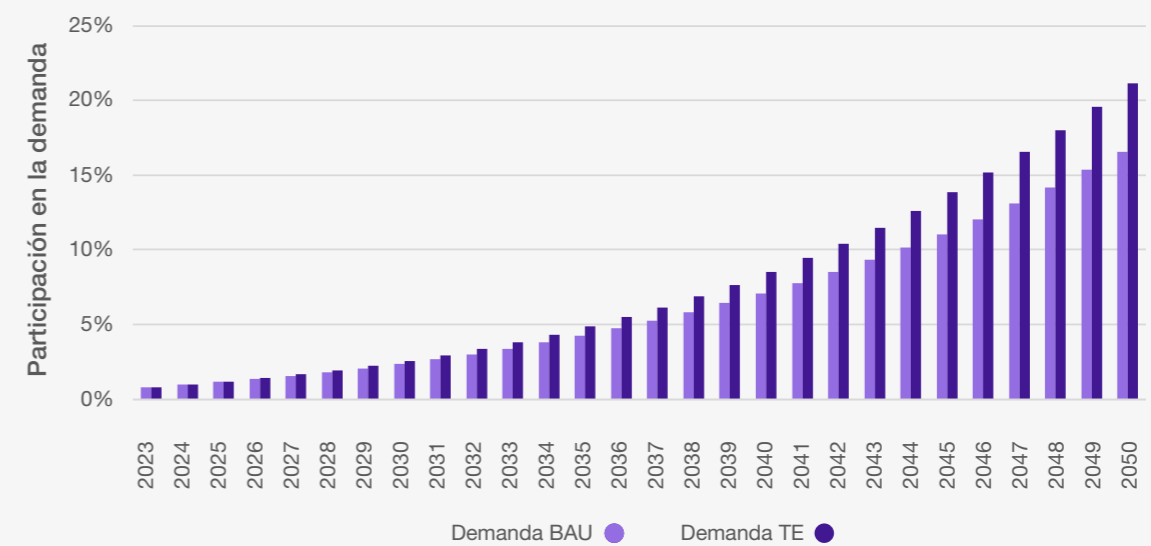


GRÁFICO 4.20

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial



Hidrógeno verde

Actualmente, en México, no se produce hidrógeno verde. La agencia alemana de cooperación internacional (GIZ) ha estimado que, teniendo en cuenta la energía renovable (eólica y solar) en el país, hay un gran potencial para su desarrollo en el largo plazo.

Además, aún no existe una política pública para el hidrógeno verde, aunque si hay iniciativas del sector privado para contribuir a un avance en ese ámbito. En 2022, la Asociación Mexicana del Hidrógeno presentó un estudio y una hoja de ruta para impulsar esta industria, mostrando el gran potencial que tiene el país.

Los gráficos 4.21 y 4.22 presentan las proyecciones de hidrógeno verde en este país, tanto en miles de toneladas anuales como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico, medido en GWh. La producción de hidrógeno verde en el escenario de transición es aproximadamente el doble que la del escenario de BAU, según las simulaciones realizadas.

GRÁFICO 4.21

Producción de hidrógeno verde en México

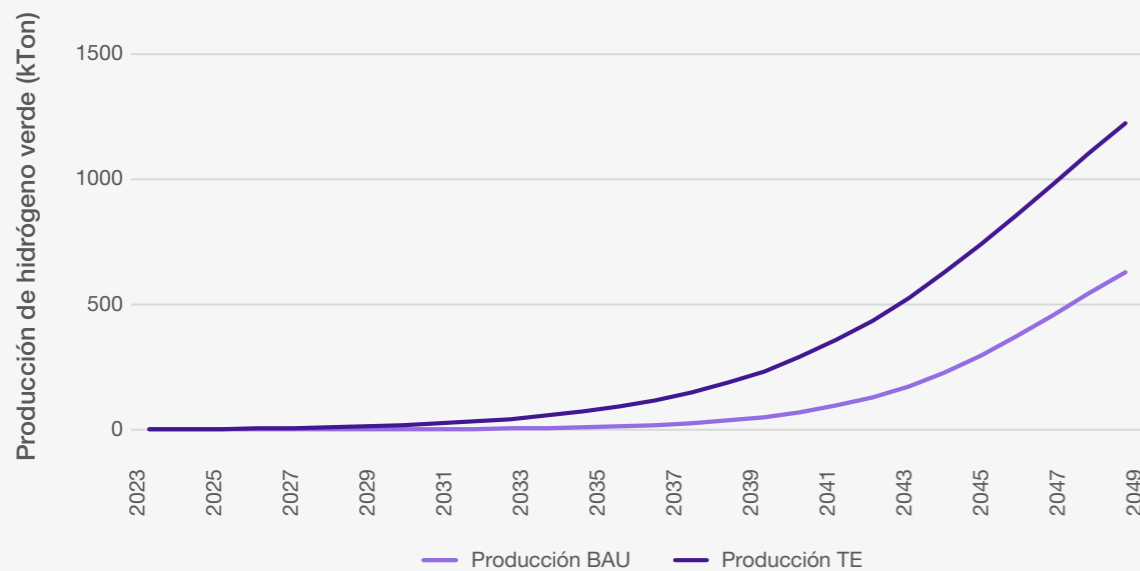
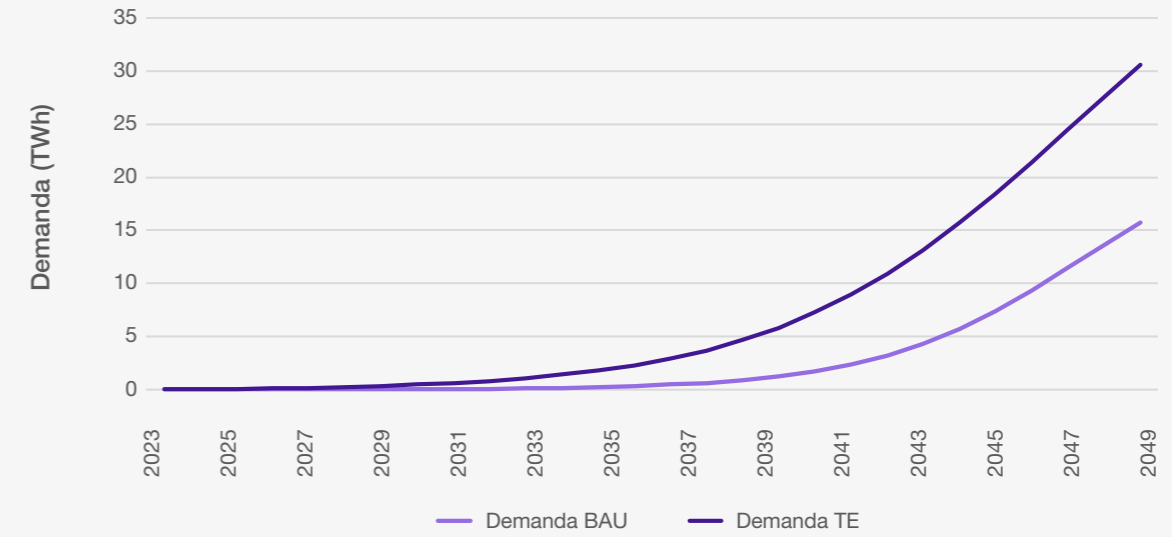


GRÁFICO 4.22

Consumo de electricidad de los electrolizadores en México

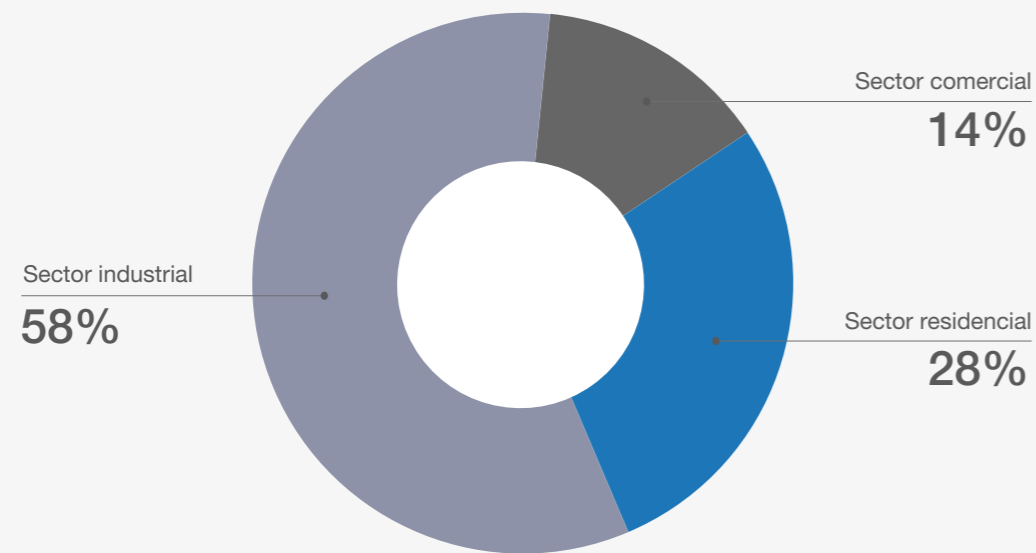


Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apartado correspondiente del apéndice 8. En México, el sector con mayor interés es el industrial, el cual representa un 58 % de la demanda total. Los demás sectores tienen una participación menor: el residencial representa el 28 % de la demanda total y el comercial, el 14 %, como puede verse en el gráfico 4.23.

GRÁFICO 4.23

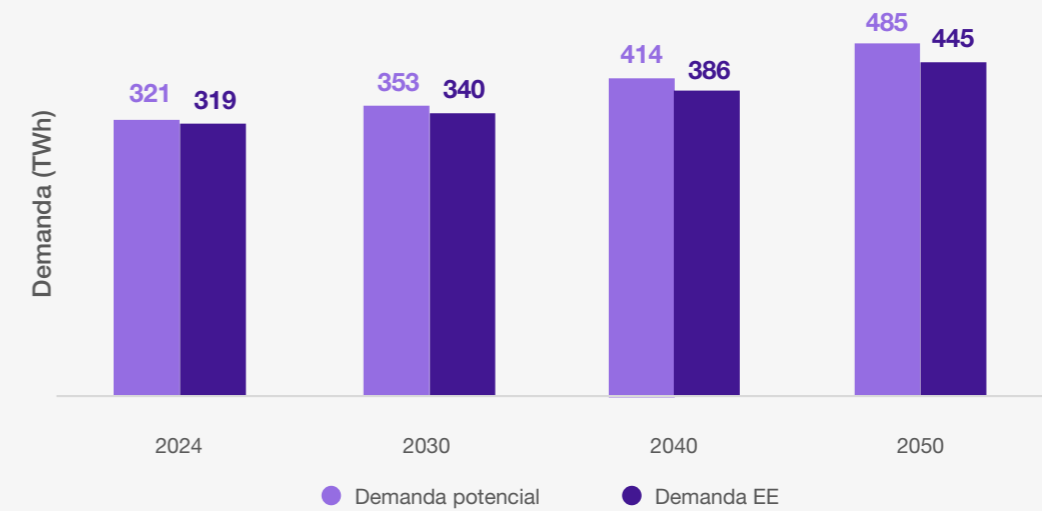
Distribución de la demanda en los sectores de la economía mexicana



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar en el gráfico 4.24 una reducción de la demanda de hasta el 8,1 % con relación a la demanda potencial en 2050, equivalente a aproximadamente 39,5 teravatios hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 11,3 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.24

Proyección de las ganancias de eficiencia

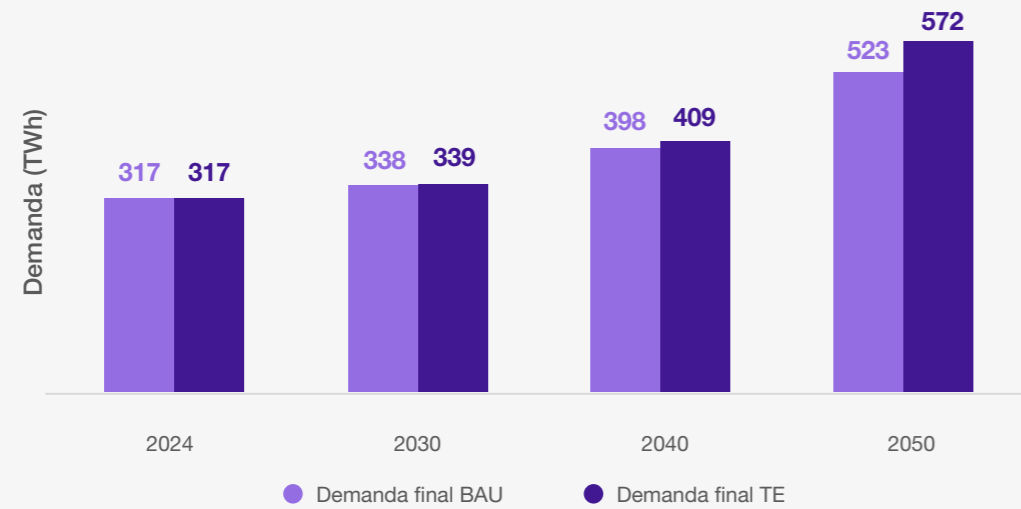


Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de México. Este es el valor considerado al estimar la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.25 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) hacen que la demanda del país en 2050 en el escenario de transición sea aproximadamente un 9,3 % mayor que en el de continuidad.

GRÁFICO 4.25

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



► Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El plan de expansión proyectado considera un conjunto de proyectos que deberían entrar en operación entre 2023 y 2026, según los datos del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2023-2027, elaborado por el CENACE. La lista completa se presenta en el cuadro 4.2.

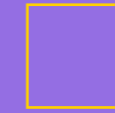
CUADRO 4.4

Proyectos considerados en el plan de expansión

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Gas natural	Huinalá Arroyo	22
2024	Eólica	Mesa Morenos	76
2024	Eólica	Eólica de Guadalupe	300
2024	Eólica	Los Molinos	171
2024	Gas natural	CFE-CCI Lerdo	406
2024	Gas natural	CFE-CC Manzanillo III	350
2024	Gas natural	CFE-CC El Sauz II	262
2024	Hidráulica	Amata	15
2024	Hidráulica	Hidro Josefa Ortiz de Domínguez	10
2024	Hidráulica	Hidro Eustaquio Buelna	15
2024	Hidráulica	Presa Picachos Presa CONAGUA	15
2024	Solar	Tampico I	30
2024	Solar	Tastiota	100
2024	Solar	El Mayo	99
2024	Solar	Tampico II (Proteus Solar)	60
2024	Solar	Energía Villa de Arriaga	80
2025	Eólica	Parque Eólico Chacabal II_Kabil II	30
2025	Eólica	Parque Eólico Chacabal_Kabil I	30
2025	Eólica	Parque Eólico Tizimín (II)	76
2025	Eólica	Chicxulub II	88
2025	Gas natural	CFE-CC Villa de Reyes	424
2025	Gas natural	CFE-CCI Guadalajara	406
2025	Gas natural	Pemcorp Arroyo	71

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2026	Gas natural	Mérida CFE	520
2026	Gas natural	Riviera Maya	1.000

5



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de México



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

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



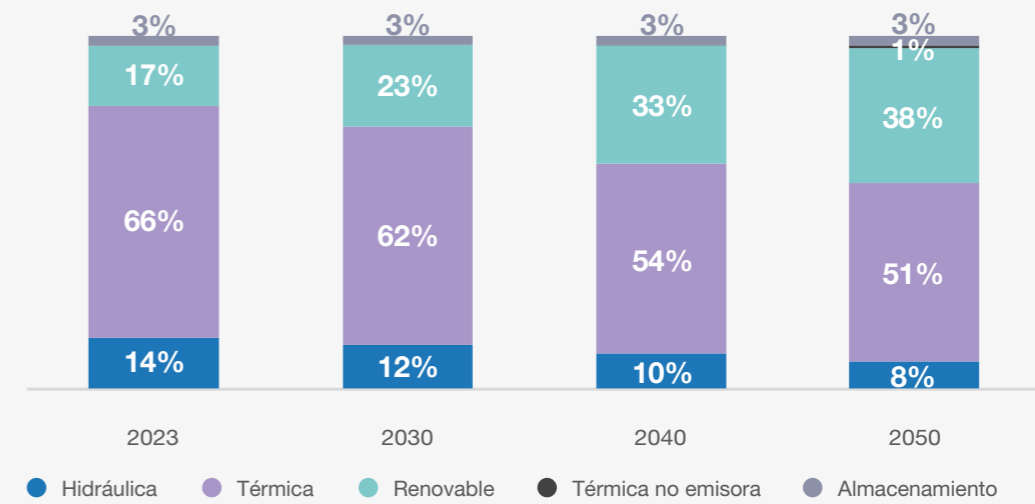
Caso de BAU

► Expansión de la generación

Con la agresiva penetración de las fuentes solares y eólicas en la matriz de generación mexicana, las energías renovables incrementan significativamente su participación en la potencia instalada, pasando de menos del 20 % en 2023 a casi el 40 % en 2050. Sin embargo, las térmicas (en particular, las centrales de gas natural) siguen siendo las principales tecnologías de generación en el país. Las hidroeléctricas, a su vez, tienen un potencial limitado en México y las adiciones de dicha fuente son modestas, lo que lleva a una reducción de su participación en la potencia instalada a lo largo del horizonte.

GRÁFICO 5.1

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



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

Las inversiones durante el periodo de estudio se centran en el gas natural debido a su competitividad en el país, además de las renovables no convencionales de gran porte (principalmente la solar en el norte del país). Las eólicas también son una opción en las regiones noreste y oriental. En el apéndice 1 se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en México tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

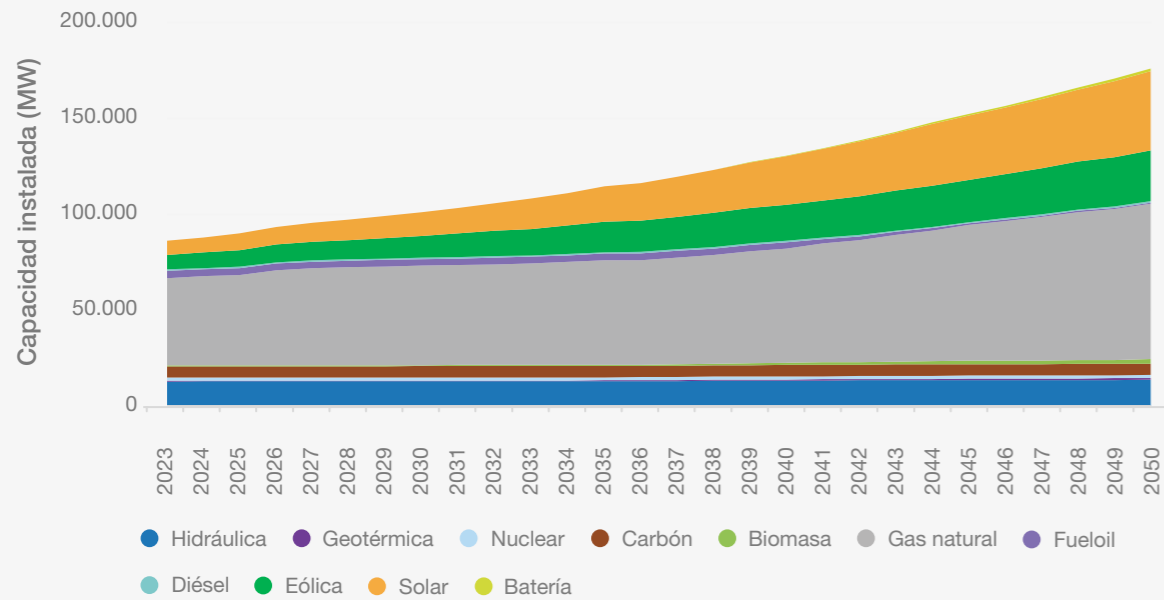
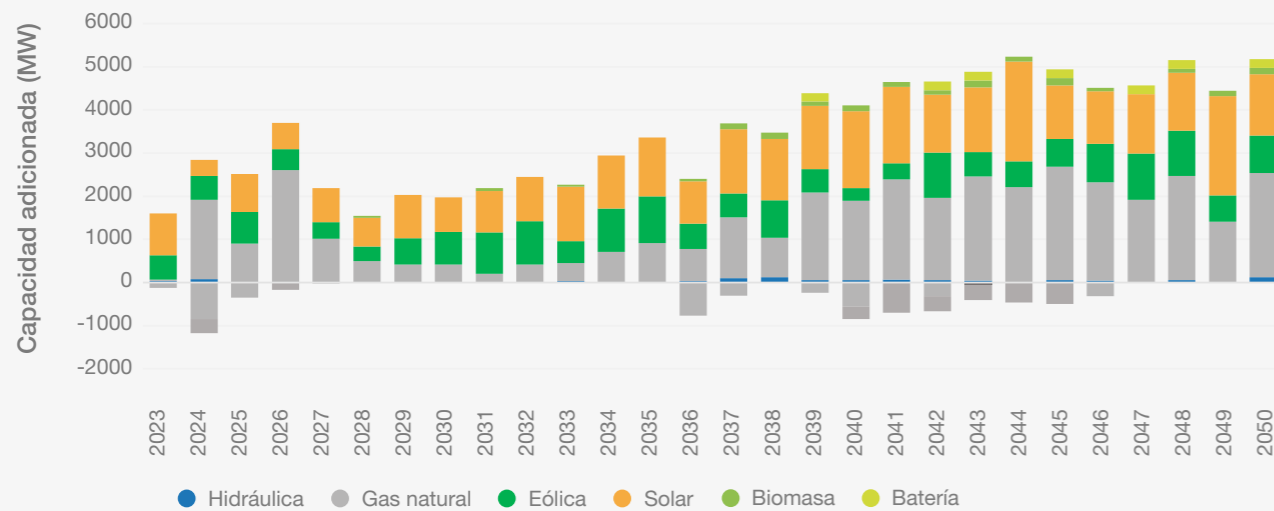


GRÁFICO 5.3

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



► Perfil de generación

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

En los perfiles mensuales de 2024, se puede observar que casi el 70 % de la demanda total es atendida mediante centrales de gas natural, resaltando, también, una pequeña participación de hidroeléctricas y plantas eólicas y solares. En relación con el perfil horario, la mayor parte de la generación



proviene de las centrales térmicas de gas natural, lo que hace que el CMO se mantenga alrededor de 40 dólares por megavatio hora (USD/MWh). En promedio, el pico de demanda horaria en este sistema se produce en la noche, lo que requiere usar más centrales termoeléctricas, muchas con costos unitarios variables superiores a los de las plantas de gas que conforman la generación base del sistema.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema mexicano en 2024

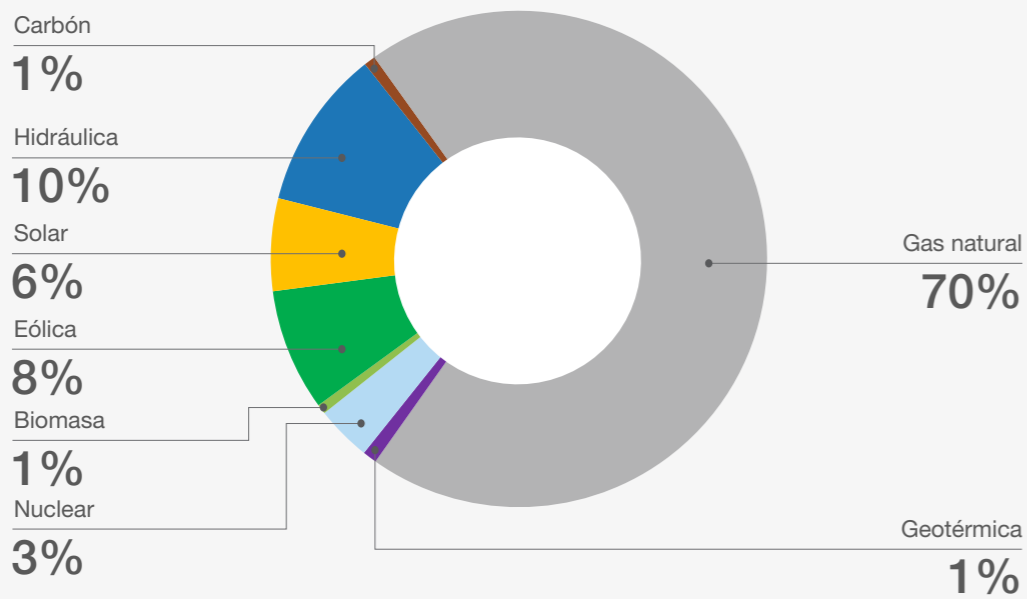


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema mexicano en 2024

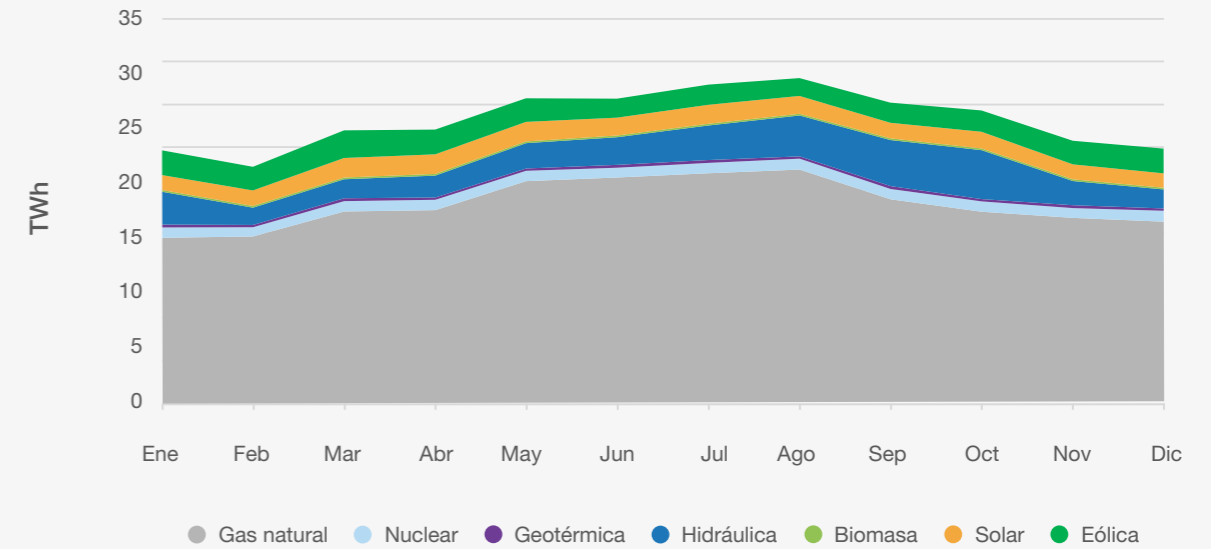
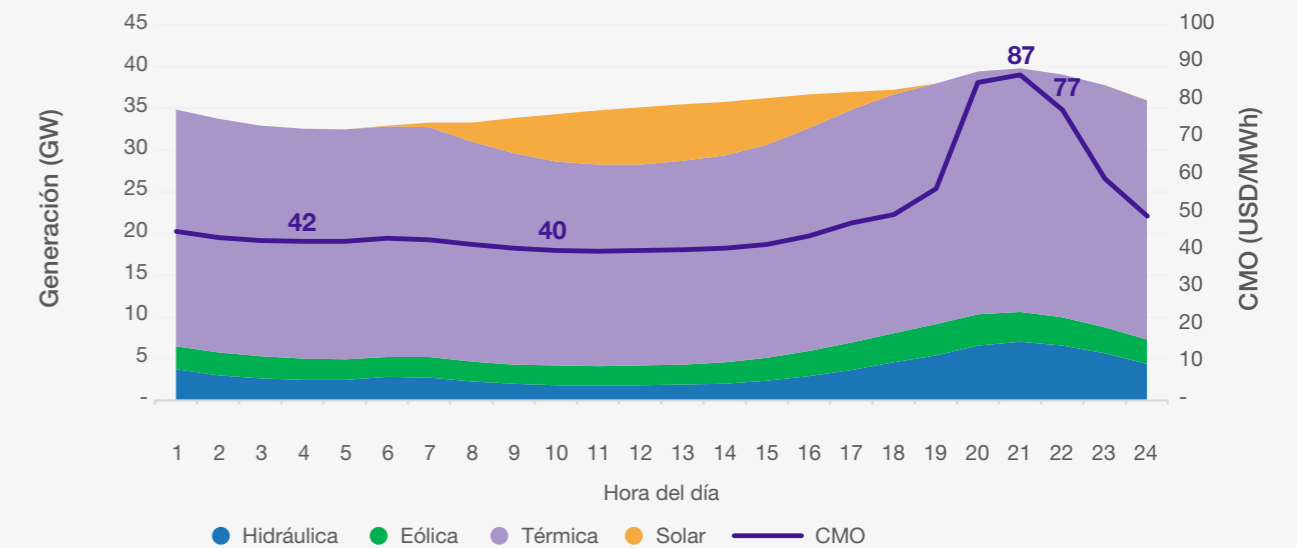


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema mexicano en 2024



Para 2050, se puede observar en el gráfico 5.7 el gran aumento de la participación de las plantas eólicas y solares en la generación anual del país. La consecuencia del gran aumento de la generación de ERNC es una considerable disminución del CMO al mediodía, llegando a 3 USD/MWh (gráfico 5.9). No obstante, en los momentos en que esos recursos no están disponibles (al inicio y al final del día), hay que activar las centrales térmicas, lo que hace que el CMO llegue a 52 USD/MWh en esos horarios.

GRÁFICO 5.7

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

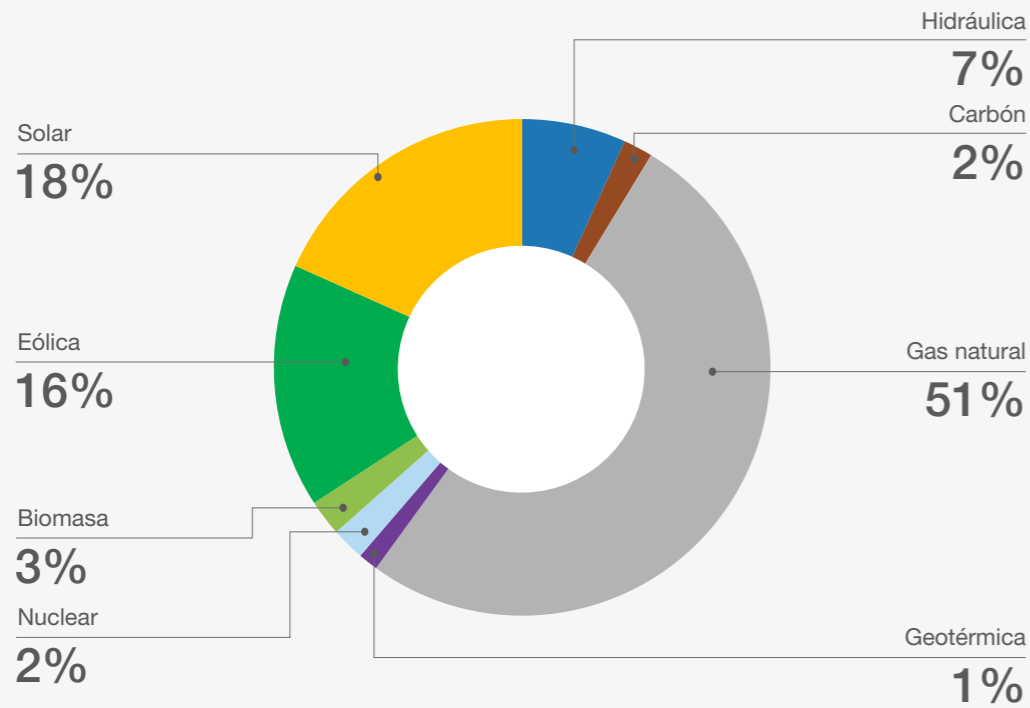


GRÁFICO 5.8

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

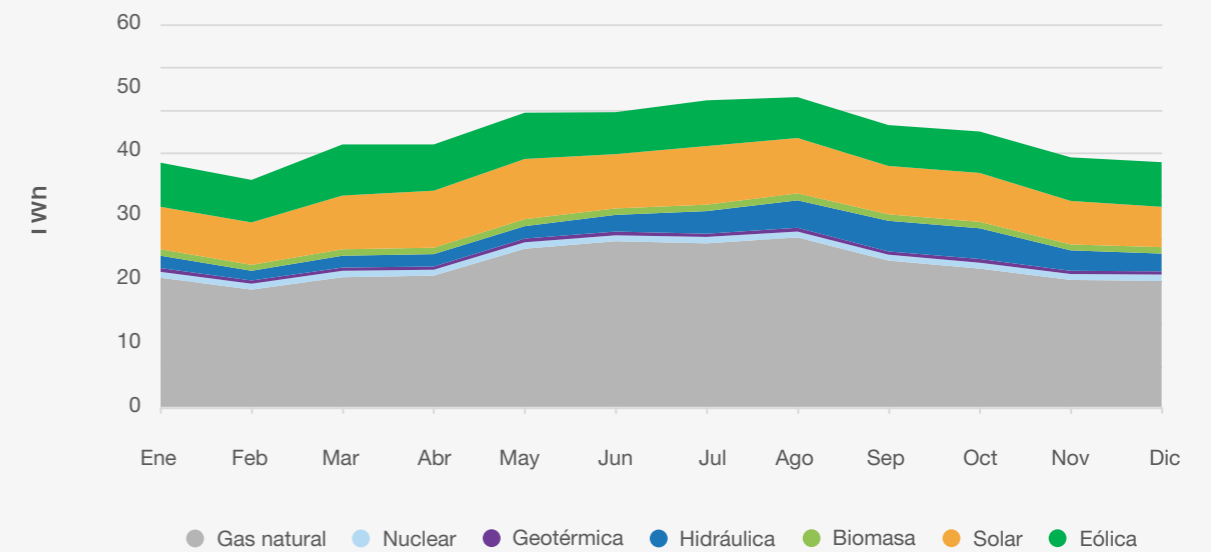
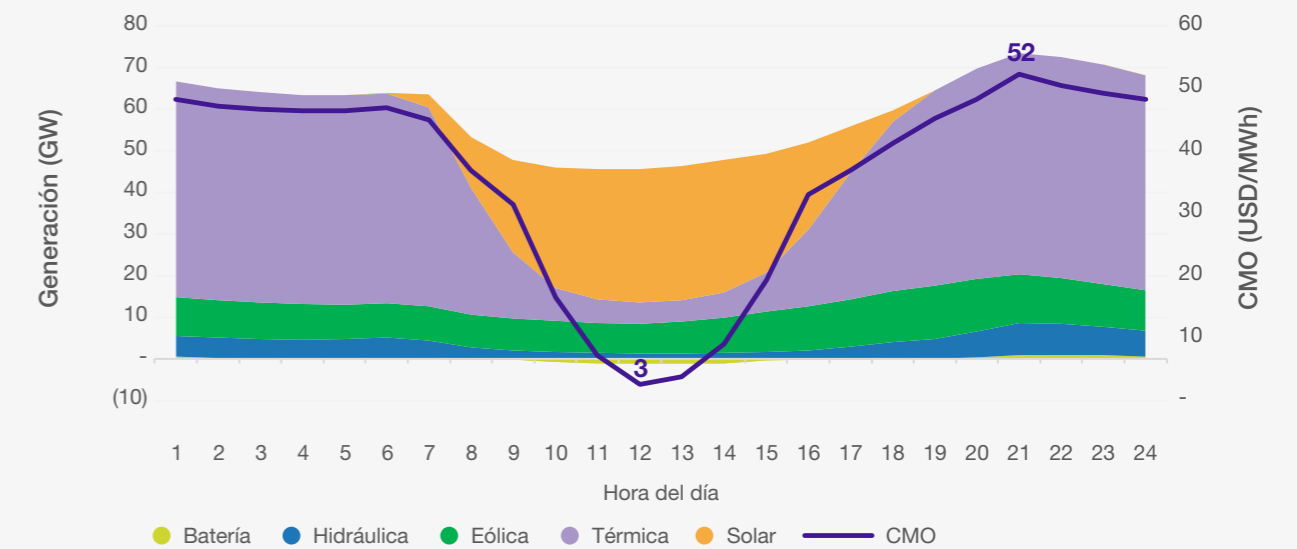


GRÁFICO 5.9

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



► Costos marginales

En el corto plazo, la menor presencia de fuentes renovables (que poseen costos variables competitivos) hace que los costos marginales queden en niveles cercanos a los 50 USD/MWh. Sin embargo, en la década de 2030, ya se observa una gradual reducción a valores más próximos a 40 USD/MWh.

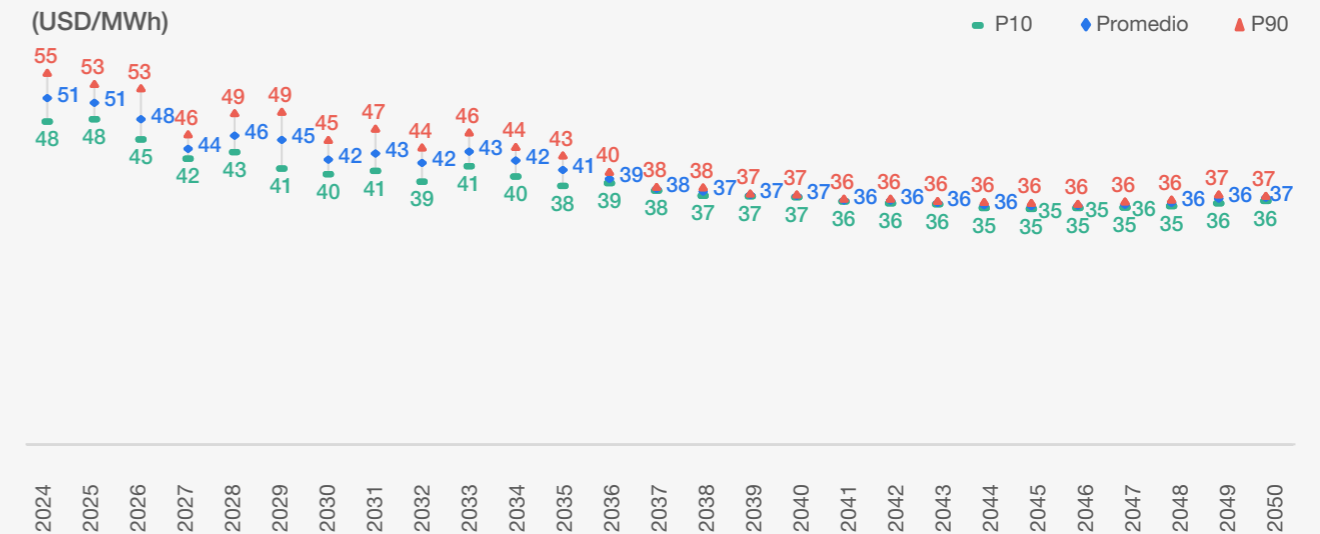
En el largo plazo, se produce una convergencia a los 36-37 USD/MWh, valor compatible con los costos operativos de centrales de ciclo combinado. La menor participación hidroeléctrica contribuye a que disminuya la dispersión de los costos marginales.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente⁹).

⁹ En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos son inferiores. Percentil 90 (P90) indica que el 90 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos está por debajo, sugiriendo un escenario en el que solo el 10 % de los costos son más altos. Estos percentiles ofrecen una visión más detallada de la distribución de los costos, permitiendo comprender las variaciones y proporcionando información sobre los extremos de la distribución. Esta aproximación es útil para evaluar riesgos e incertidumbres en los costos operativos.

GRÁFICO 5.10

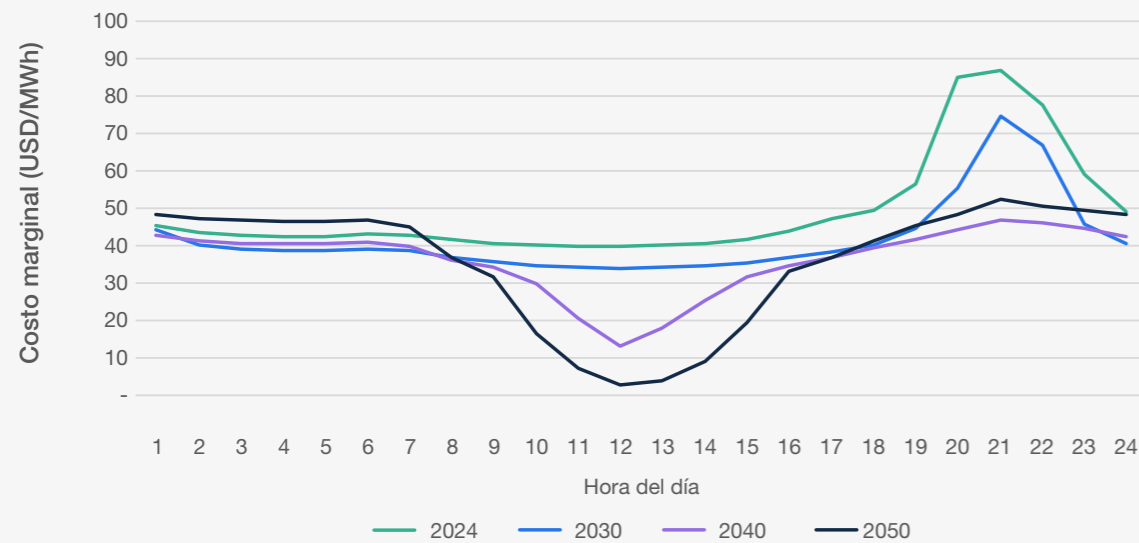
Costos marginales anuales en el sistema mexicano en el caso de BAU



En México, se observa que, a medida que ingresan más renovables en el sistema, más disminuyen los costos marginales en torno al mediodía (gráfico 5.11). Así, con los años, el CMO va bajando progresivamente en estos horarios. Se puede destacar también que, como la demanda al final del día ya es naturalmente más grande en el país en 2050, una parte es atendida por plantas eólicas, lo que explica el comportamiento diferente al que tiene en 2024, cuando hay necesidad de activar las centrales térmicas en esos horarios, registrando un alto valor entre las 20h00 y 22h00.

GRÁFICO 5.11

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



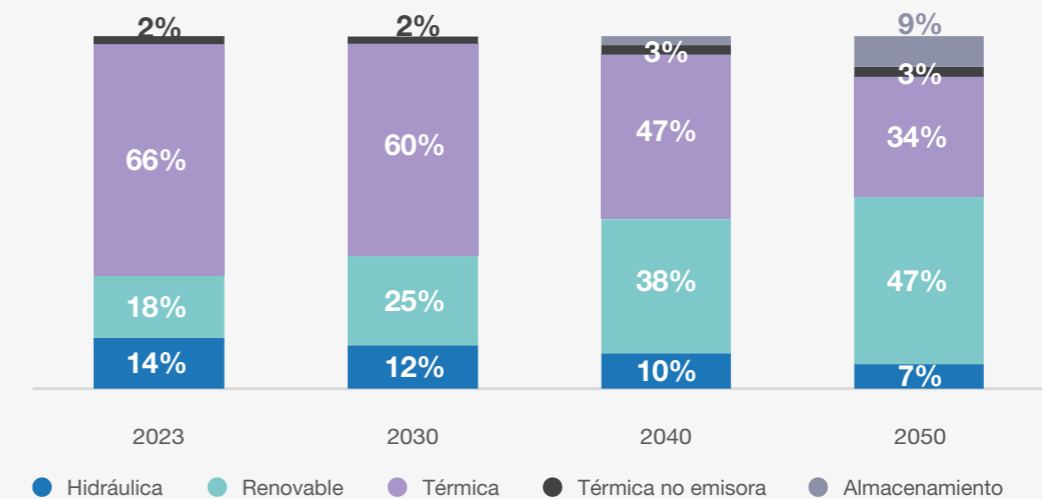
Caso de transición energética

► Expansión de la generación

A corto plazo, en este escenario se destaca la gran participación de centrales térmicas, representando el 66 % de la capacidad total del país. Otro punto notorio es el aumento de las energías renovables en el sistema, que casi triplican su participación de 2023 hasta 2050. Las hidroeléctricas, a su vez, tienen un potencial limitado en México y las adiciones de dicha fuente son escasas, lo que lleva a una reducción de su participación en la potencia instalada a lo largo del horizonte.

GRÁFICO 5.12

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



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

La evolución de la canasta de capacidad instalada está marcada, principalmente, por la adición de plantas solares y eólicas terrestres en el sistema. En comparación, la adición de capacidad en las térmicas de gas natural y las hidroeléctricas no son muy significativas a lo largo de los años. Sin embargo, las baterías, debido a la disminución de los costos de inversión, empiezan a tener una participación más considerable después de 2045, llegando a representar casi el 10 % en la canasta de capacidad instalada en 2050.

GRÁFICO 5.13

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

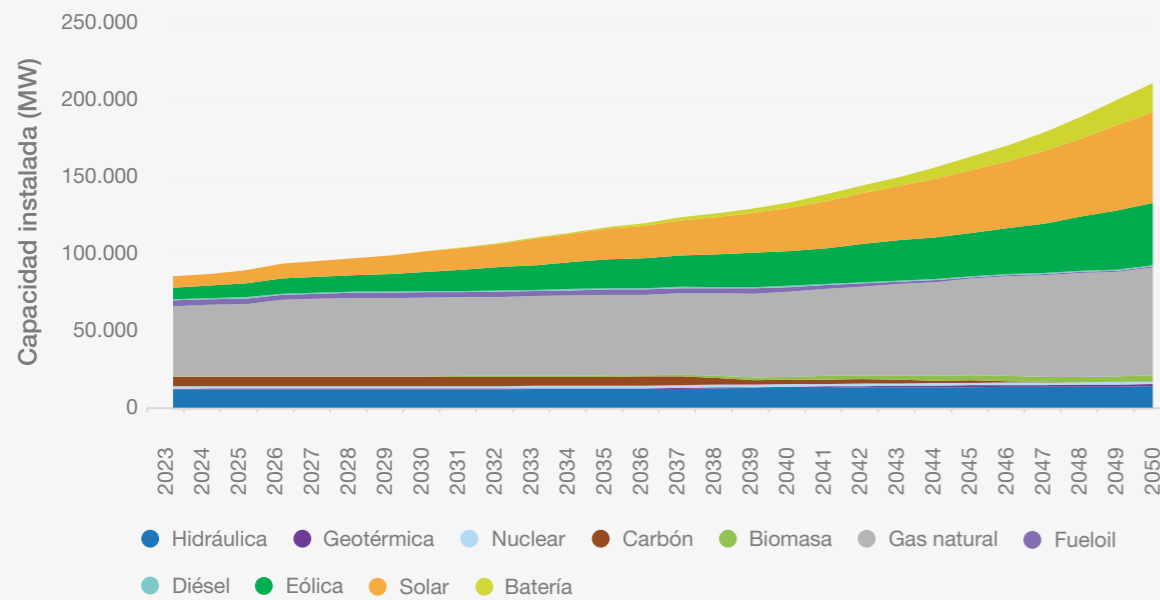
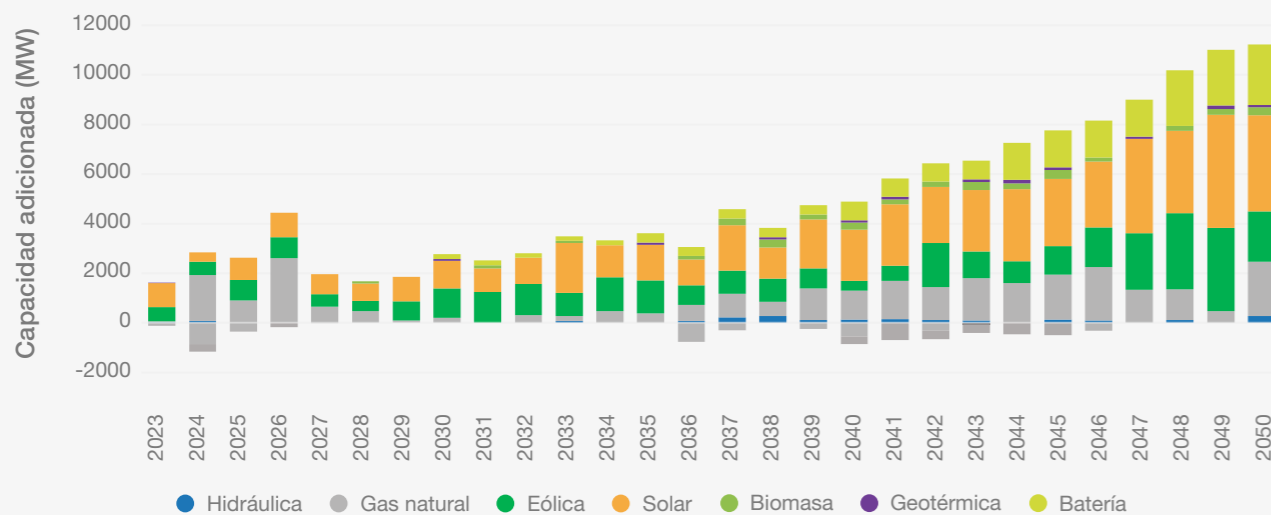


GRÁFICO 5.14

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



► Perfil de generación

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

En este escenario destaca una representación significativa de las fuentes que aportan flexibilidad al sistema en 2040, como las centrales térmicas de gas natural y las hidroeléctricas, ilustrada en el gráfico 5.15. Las plantas eólicas y solares tienen una participación muy equivalente en ese año, representando juntas casi el 35 % del total de generación en el país. En cuanto al perfil mensual, se observa un aumento principalmente de la generación térmica a mediados del año y de la generación hidroeléctrica en los últimos meses (gráfico 5.16).

En relación con el perfil horario, en el punto intermedio del día, con la considerable generación solar, el costo marginal alcanza su valor mínimo diario, situándose en 12 USD/MWh. Por otro lado, al final del día y en la madrugada, debido a la intermitencia inherente de las fuentes renovables y la presencia de diversas opciones térmicas, que aportan flexibilidad al sistema, el costo marginal se mantiene alrededor de los 45 USD/MWh, como se puede ver en el gráfico 5.17.

GRÁFICO 5.15

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

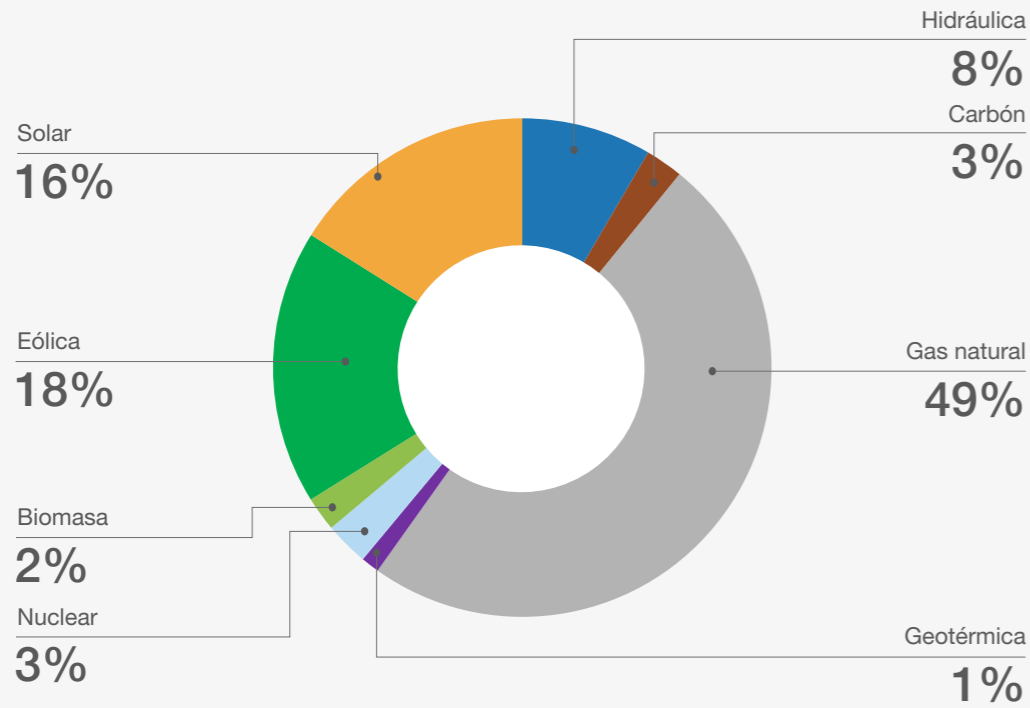


GRÁFICO 5.16

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

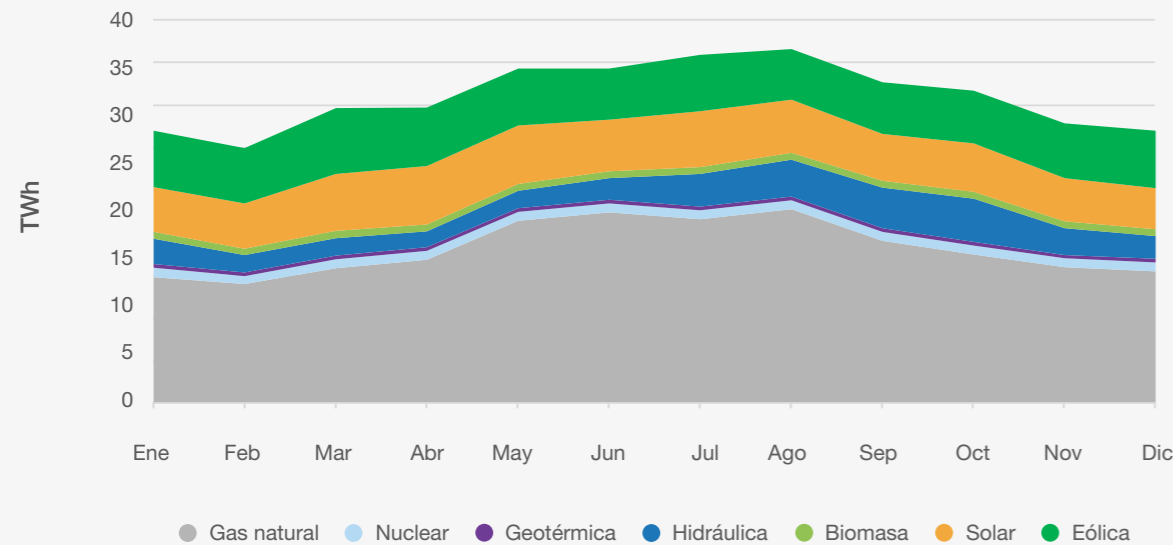
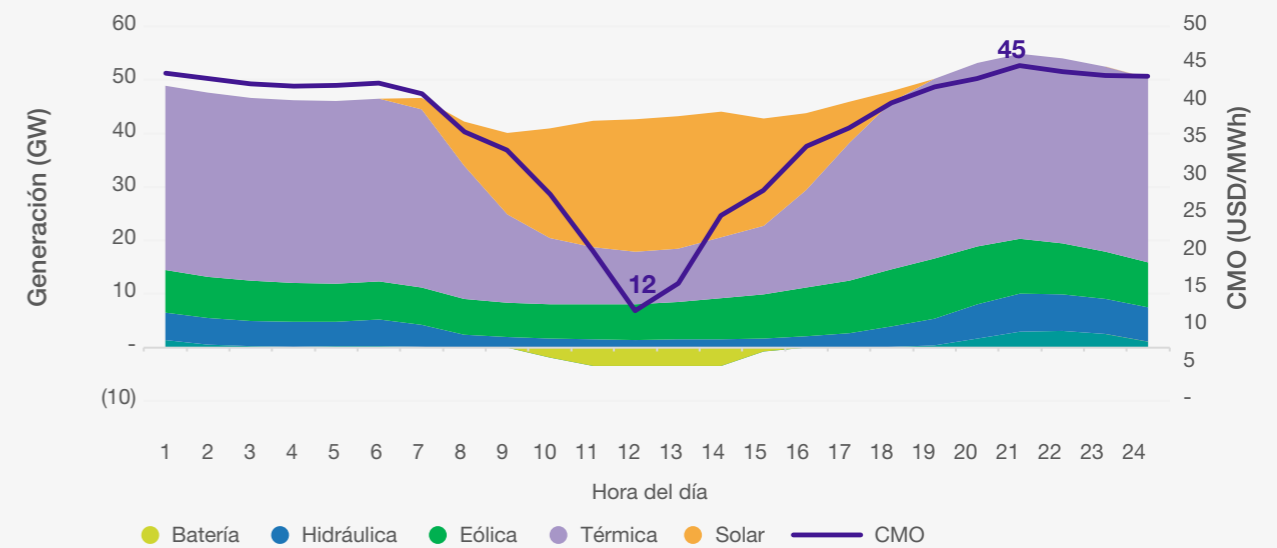


GRÁFICO 5.17

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



En 2050, es evidente el significativo aumento de la participación de las fuentes renovables en la canasta de generación, representando más del 45 % del total, como se muestra en el gráfico 5.18. Analizando el perfil mensual, se observa una estacionalidad en la generación solar, con un aumento notorio en la mitad del año. También se destaca un incremento en la generación hidroeléctrica en los últimos meses, como puede observarse en el gráfico 5.19.

En cuanto al perfil horario, al igual que en 2040, se registra una disminución considerable del CMO en torno al mediodía, principalmente debido a la mayor integración de plantas solares en el sistema, bajando a un valor de 3 USD/MWh. En contraste, durante la noche y la madrugada, con la mayor participación de las centrales térmicas en la generación del país, el costo marginal se mantiene alrededor de los 48 USD/MWh, como se ilustra en el gráfico 5.20.

GRÁFICO 5.18

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

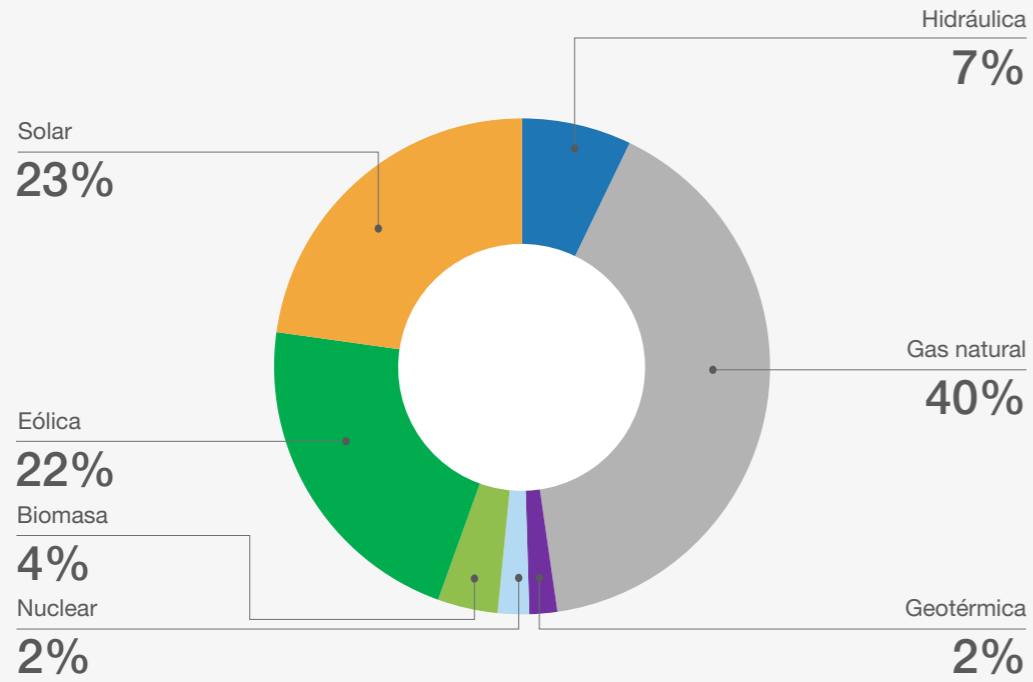


GRÁFICO 5.19

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

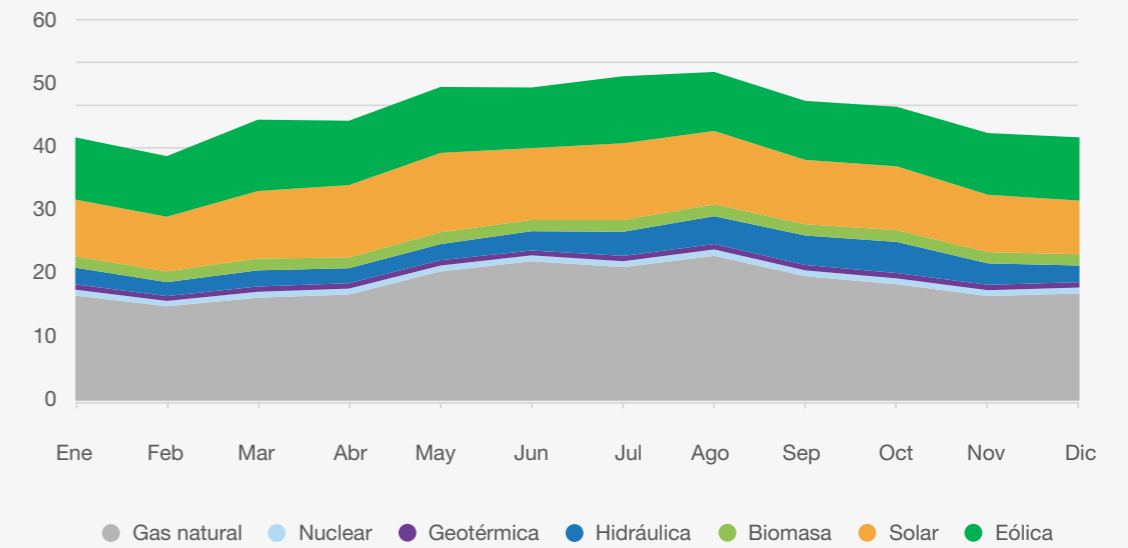
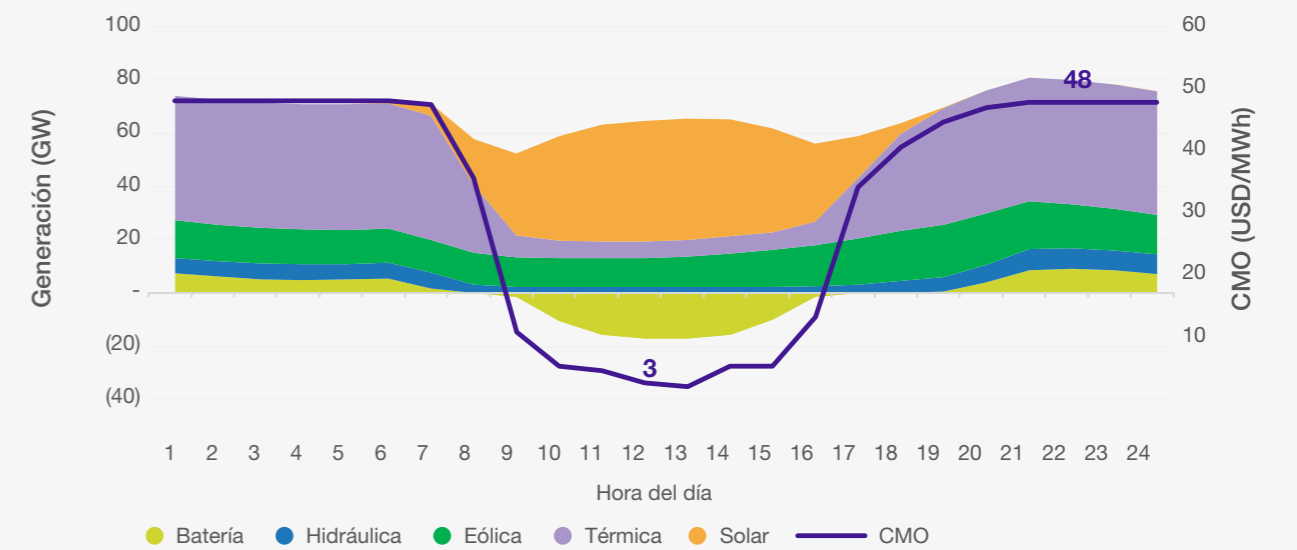


GRÁFICO 5.20

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

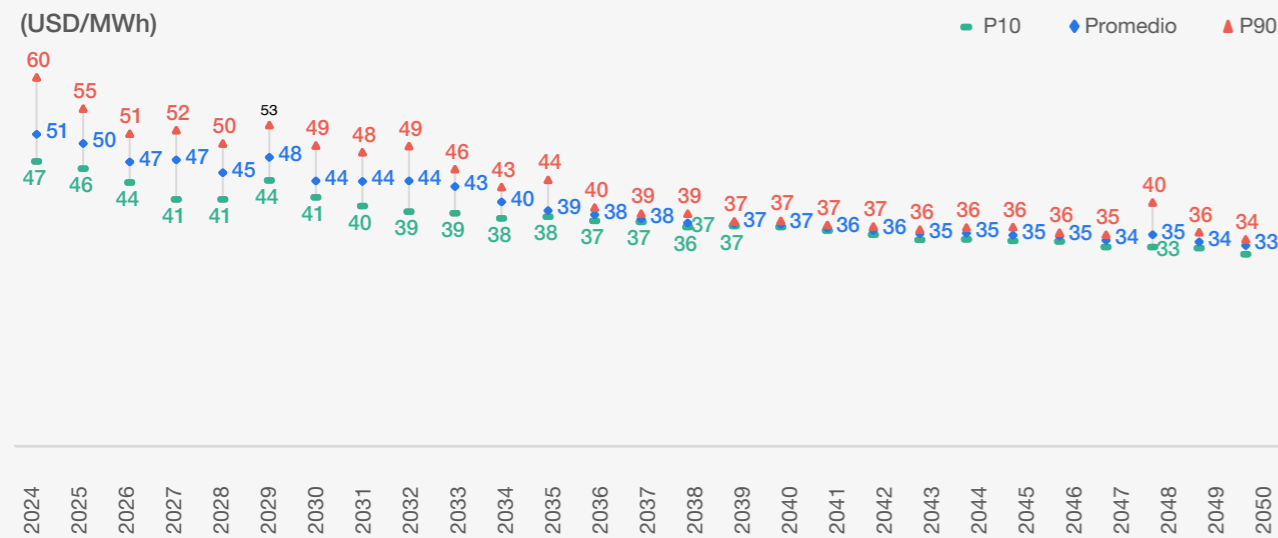


Costos marginales

Al inicio del horizonte, con la participación significativa de las centrales térmicas de gas natural en la generación, el costo marginal del sistema sigue el costo variable unitario (CVU) de esas plantas, registrando alrededor de 51 USD/MWh en 2024. A lo largo de los años, dada la mayor inserción de las energías renovables y pese a que se mantienen las térmicas en el sistema, el costo marginal disminuye gradualmente, llegando a un valor de 33 USD/MWh en 2050 (gráfico 5.21).

GRÁFICO 5.21

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



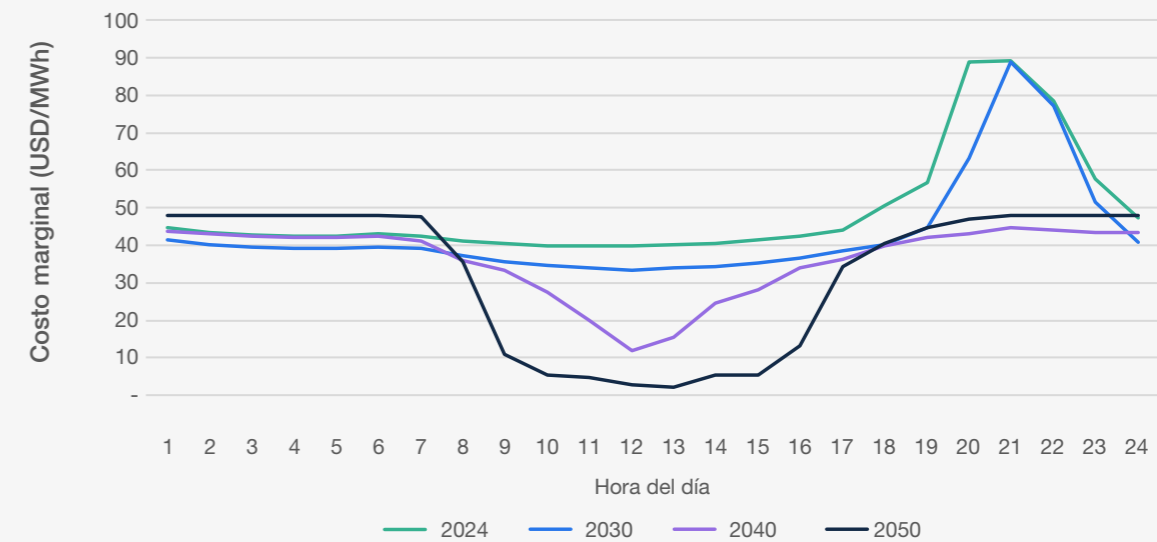
En México, se aprecia que, con el paso del tiempo, a medida que se incorporan más fuentes de energía renovable en el sistema, se produce una disminución significativa de los costos marginales, especialmente durante las horas cercanas al mediodía (gráfico 5.22).

Por otra parte, si bien la demanda al final del día en 2050 ya es naturalmente más grande en el país, una parte es atendida por plantas eólicas, lo que explica el comportamiento diferente a 2024, cuando todavía hay la necesidad de activar

las centrales térmicas, lo que resulta en un alto valor entre 20h00 y 21h00 en las primeras décadas del periodo estudiado.

GRÁFICO 5.22

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



Comparación de los casos de BAU y TE

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

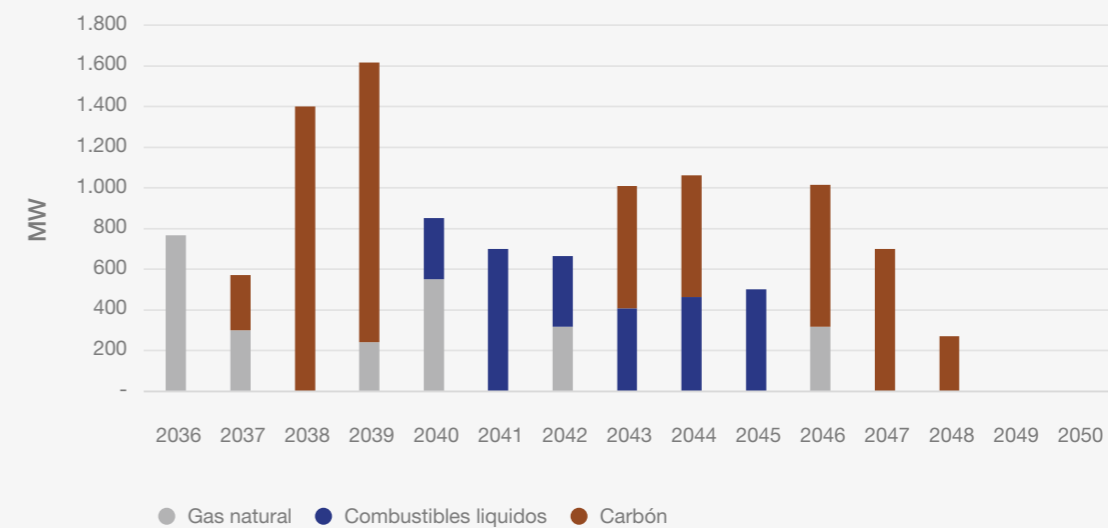
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en el **apéndice 8**, que describe la metodología para la estimación de los supuestos, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor de México, además de un supuesto de mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el impacto más notable se produce a partir de 2040, cuando hay un aumento significativo en la electrificación de la flota, causando un aumento del 9,3 % (48,9 TWh) en la demanda de electricidad del país hasta el final del horizonte de estudio (ver el **gráfico 4.25**).

Otro punto destacado en el caso de TE es la retirada de centrales termoeléctricas emisoras de GEI. En el escenario de BAU, ya se consideraba una retirada de 11,5 GW de térmicas, en gran parte debido a remplazos o procesos de modernización esperados en México. El desmantelamiento

previsto en este escenario incluye las centrales de carbón (Petacalco, Río Escondido y Carbón II). Además se retiran 1,1 GW de centrales de combustibles líquidos antes de 2030, cuya desactivación no estaba programada en el caso de BAU. El **gráfico 5.23** presenta el cronograma de retirada de estas centrales, que se concentran en el mediano a largo plazo (a partir de mediados de la década de 2030).

GRÁFICO 5.23

Cronograma de retirada de las centrales térmicas en el sistema mexicano



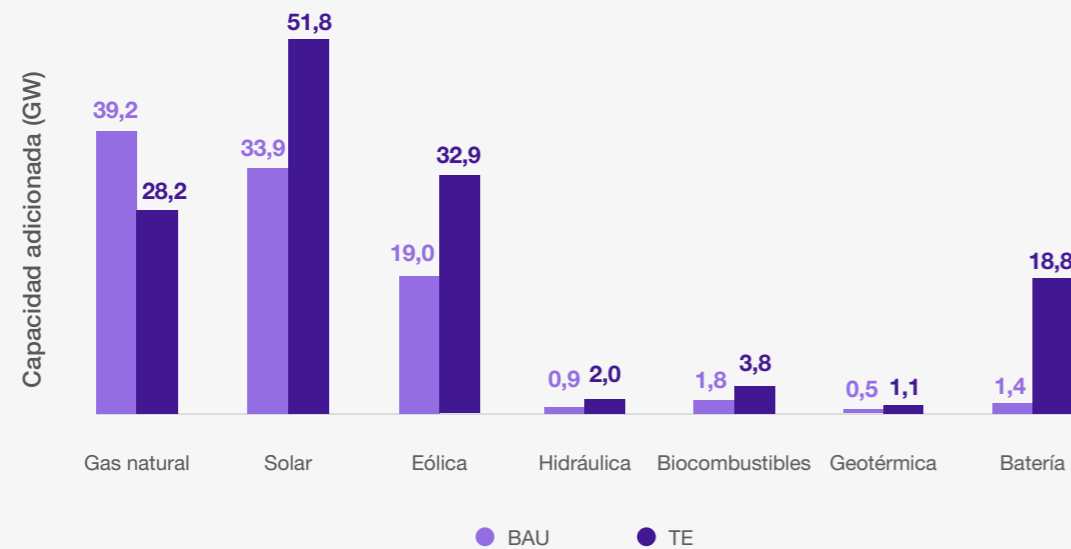
Finalmente, se fija una meta de generación limpia equivalente al 60 % del total para el año 2050. Este objetivo es ligeramente superior a lo esperado por el planificador del sistema mexicano, quien proyecta para ese año una participación del 50 % de generación limpia total en el sistema. Se consideran fuentes limpias las centrales de biomasa o con captura de carbono, las nucleares, solares, eólicas e hidroeléctricas.

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El **gráfico 5.24** presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre 2024 y 2050. En ese gráfico solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión.



GRÁFICO 5.24

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

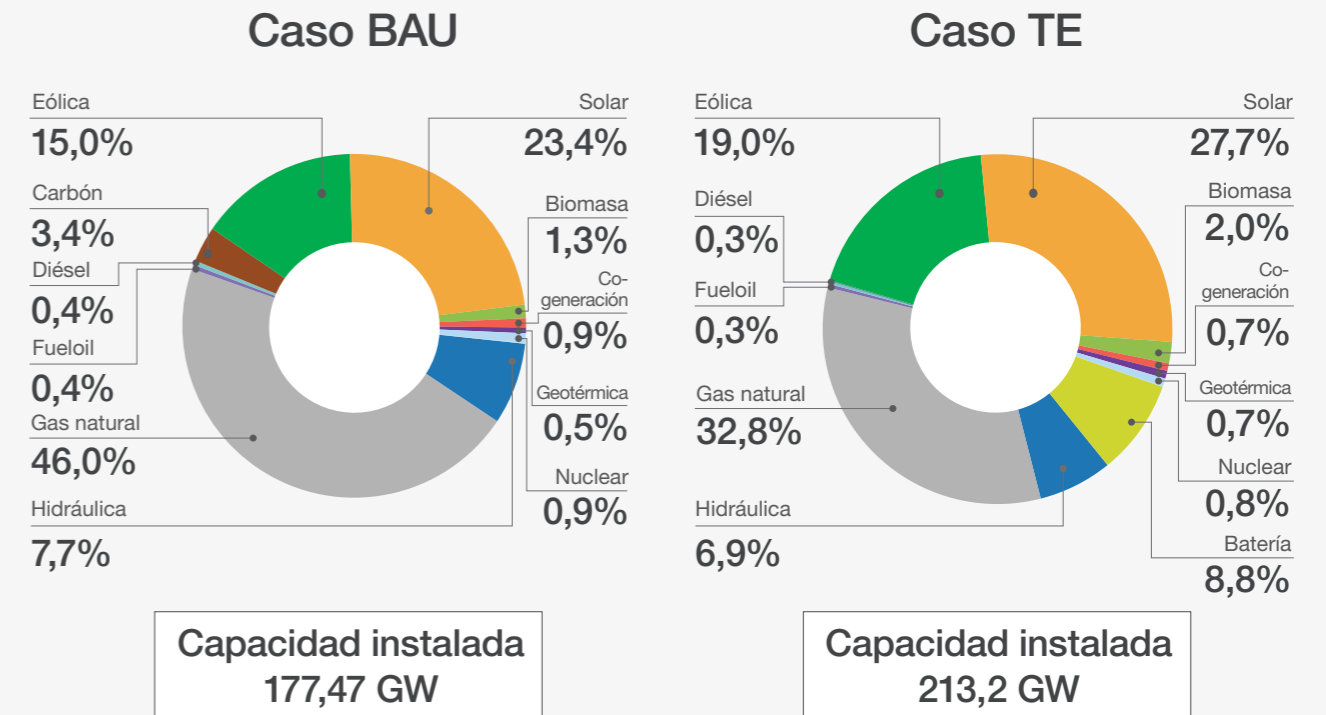


La mayoría de las incorporaciones son plantas eólicas y solares. A partir de la década de 2040, aumenta significativamente la penetración de baterías, que son necesarias para lidiar con la intermitencia de una gran cantidad de renovables y aportar potencia firme al sistema. Además, en el caso de TE, la agresiva adición de renovables y baterías, para cumplir con la meta de generación renovable, reduce la inversión en centrales de gas natural.

La composición del parque generador en los casos de BAU y TE difiere significativamente, como ilustra el gráfico 5.25. En particular, se nota en el escenario de transición: 1) un importante incremento en la participación de las fuentes de ERNC para cumplir con la meta de energía limpia; 2) la necesidad de añadir sistemas de almacenamiento para reducir el vertimiento, aportar flexibilidad y contribuir con potencia firme al sistema, y 3) una consecuente reducción en la participación del gas natural, desplazado por las tecnologías mencionadas, aunque sigue siendo la principal fuente.

GRÁFICO 5.25

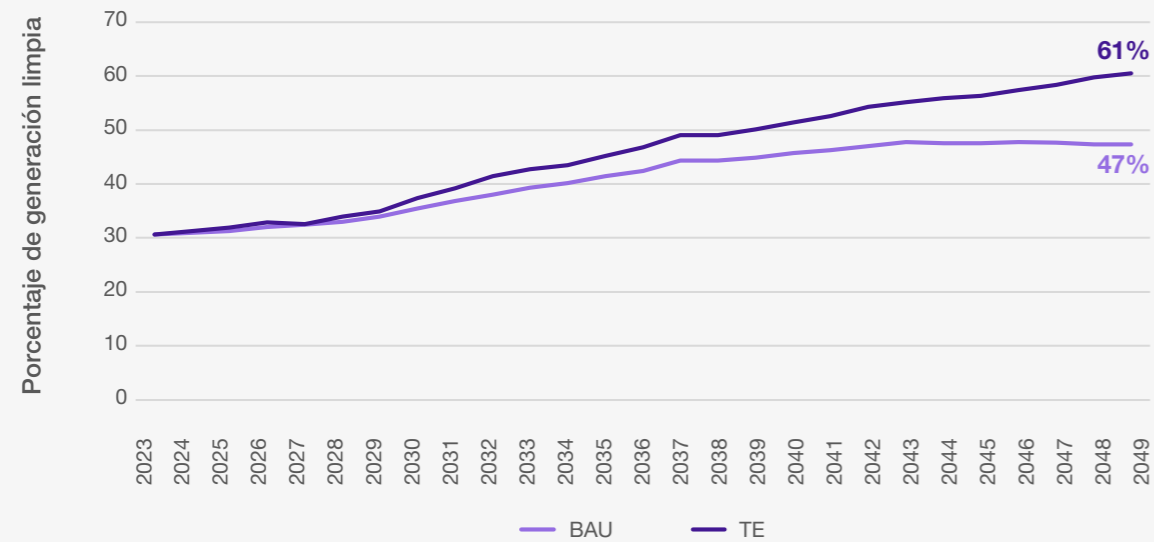
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050



Como se ha mencionado, en el escenario de transición, se busca tener un porcentaje mínimo de producción de energía a partir de fuentes limpias, incluyendo no solamente la ERNC, sino también otras tecnologías no emisoras —por ejemplo, biocombustibles, nuclear y geotérmica—. De esa forma, se logra el objetivo de producir el 60 % de la electricidad utilizando dichas fuentes en el caso de TE en 2050, superando el valor observado en el caso de BAU (47 %).

GRÁFICO 5.26

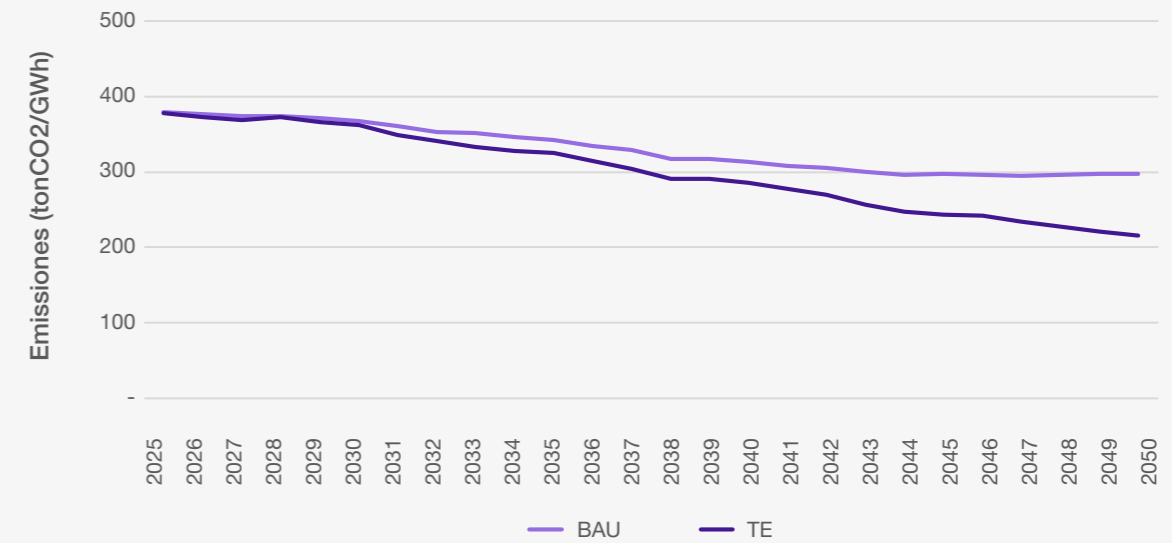
Comparación de la generación limpia total en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE



La diferencia en los niveles de emisiones entre ambos escenarios es casi imperceptible en los primeros años, pero, a partir de la década de 2030, comienzan a bajar más en el caso de transición. Las diferencias más significativas se dan a partir de 2037 hasta los últimos años del horizonte, un periodo en el que aumentan las inversiones para alcanzar el objetivo de generar energía limpia, contribuyendo a reducir las emisiones de las plantas de gas natural. En el caso de TE, se observa una reducción del 50 % en la intensidad de las emisiones hasta 2050.

GRÁFICO 5.27

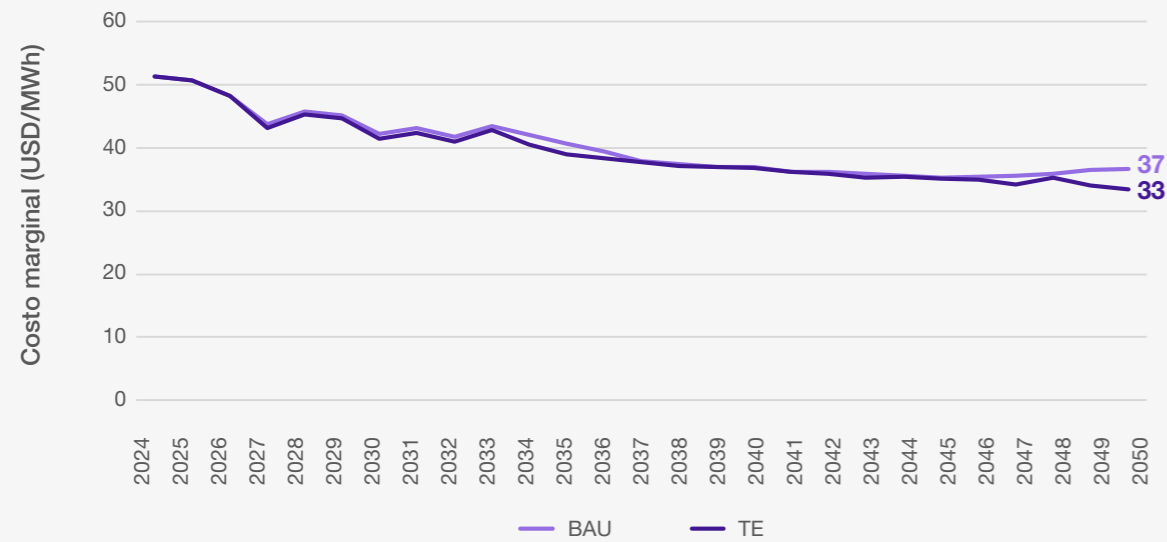
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema mexicano en los casos de BAU y TE



En relación con los costos marginales de operación, se observa que durante gran parte del horizonte de estudio están muy cerca en ambos casos, debido a balances entre oferta y demanda todavía semejantes. Como las centrales de ciclo combinado siguen siendo el recurso marginal del sistema en los dos escenarios, no hay cambios muy significativos en los costos marginales.

GRÁFICO 5.28

Comparación de los costos marginales en el sistema mexicano 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 durante el periodo de estudio considerando la evolución de la canasta dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.29 y 5.30 ofrecen una comparación detallada de estos costos, proporcionando una visión integral de su trayectoria con los años.

GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de inversión en generación

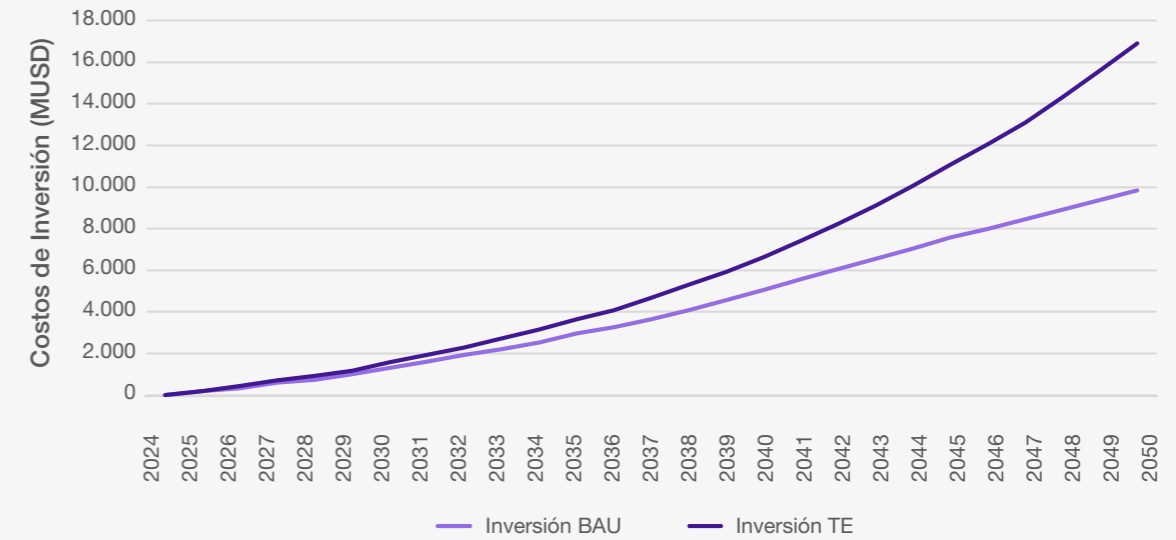
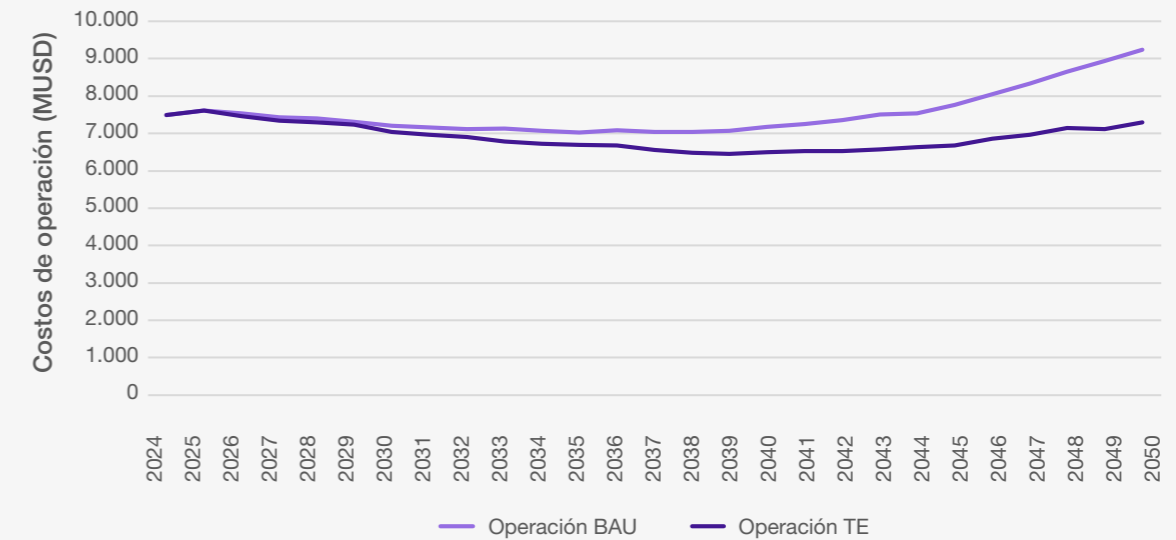


GRÁFICO 5.30

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 (dada una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde). En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años.

En México, el principal impulsor para el aumento de las inversiones en el caso de TE son las metas establecidas para la generación limpia. Como resultado, se observa un incremento en las adiciones de capacidad solar y eólica. Otro aspecto vinculado a dichas metas es la imposición de restricciones en las inversiones para nuevos generadores de gas natural, cuyo principal efecto es una notable subida de las inversiones en tecnologías con capacidad de almacenamiento.

Finalmente, el gráfico 5.31 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. Se proporcionan más detalles sobre este indicador en el apéndice 7 de este reporte (véase la **etapa 5**).

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

GRÁFICO 5.31

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



En el caso de TE, no hay un aumento significativo en los costos marginales de expansión. La razón es que los generadores térmicos retirados del sistema mexicano no presentan volúmenes significativos de generación a lo largo de los años. En la década de 2040, se observa una prima verde más alta que en la década de 2030, motivada por la mayor necesidad de inversiones para cumplir con la meta establecida de generación limpia. Este costo de 15 USD/MWh refleja el valor adicional que el sistema debe pagar para alcanzar los objetivos en el plazo definido.



Inversiones en transmisión

El sistema eléctrico mexicano se compone principalmente de líneas de 500 kV y 230 kV. Actualmente, los centros de carga del SEN se encuentran distantes entre sí, y la interconexión entre estos centros se realiza a través de pocas y extensas líneas de transmisión. Adicionalmente, dada la gran integración de fuentes renovables en el norte y noroeste del país, se hace imperativa la expansión del actual sistema de transmisión.

Es relevante señalar que México está dividido en 10 regiones eléctricas, conocidas como Gerencias de Control Regional (GCR), representadas en la figura 5.1. Por su parte, la figura 5.2 presenta de forma simplificada la red de transmisión en cada GCR, dividiéndolas en las llamadas subregiones de transmisión.

FIGURA 5.1

Regiones del sistema eléctrico de México



FIGURA 5.2

Enlaces entre regiones del Sistema de México



En este estudio, la modelación de las energías renovables se realizó teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos regionales. Las figuras 5.3 y 5.4 muestran las regiones con potencial para la instalación de parques eólicos y plantas solares en el país. Además, el apéndice 5 muestra mapas que indican la velocidad media del viento y el potencial solar fotovoltaico en el territorio mexicano.

FIGURA 5.3

Distribución de parques eólicos en México

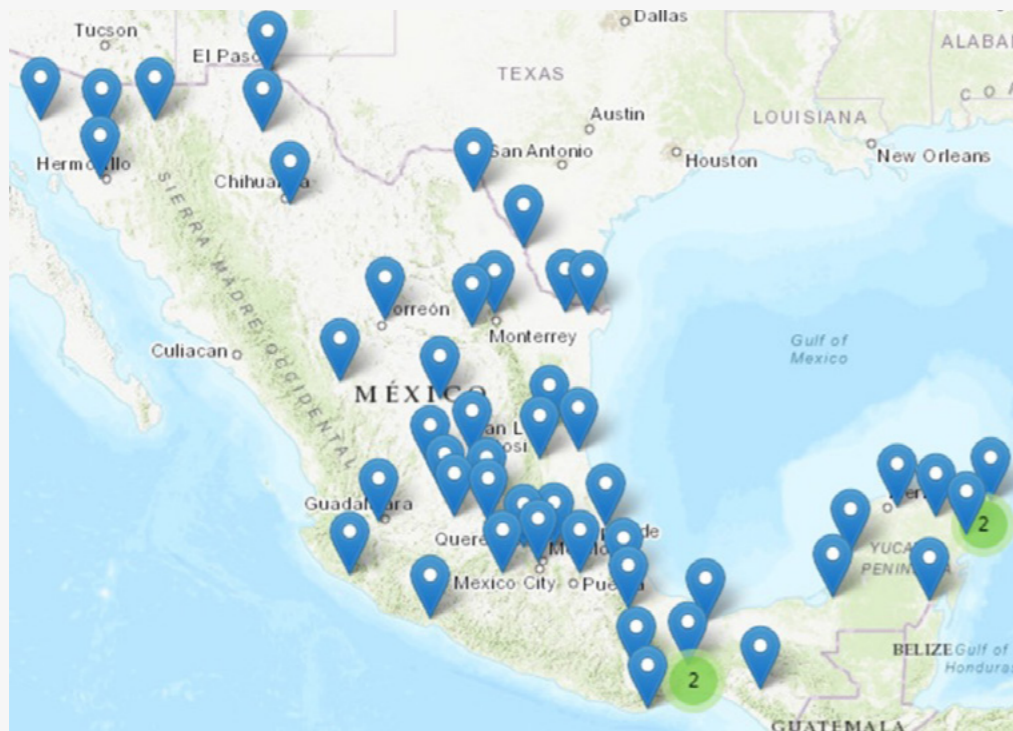
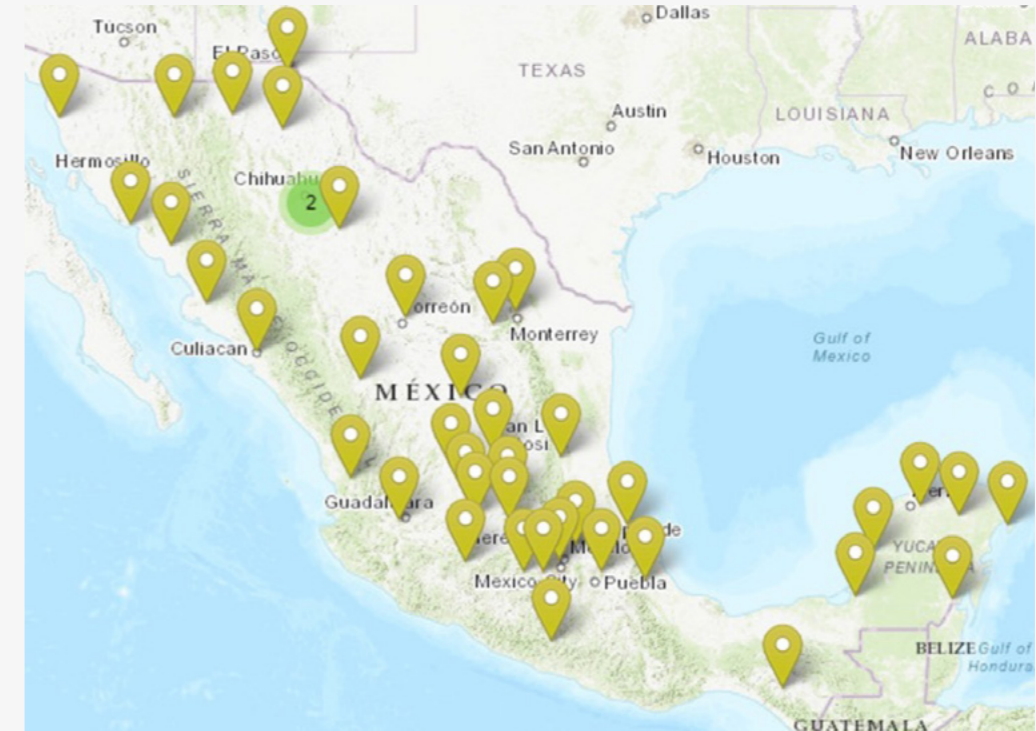


FIGURA 5.4

Distribución de parques solares en México



Es destacable que la tecnología renovable con más capacidad añadida al sistema tanto en el caso de BAU como en el de TE es la solar. La mayor concentración de parques solares se encuentra en el norte y noroeste del país, aprovechando el considerable potencial de la región. En cuanto a las eólicas, aunque no llegan al nivel de las solares, también tienen una representación significativa, concentrándose principalmente en la región noreste del país. La parte sur de la GCR Oriental presenta igualmente un buen potencial eólico, por ejemplo, en la zona de Ixtepec.

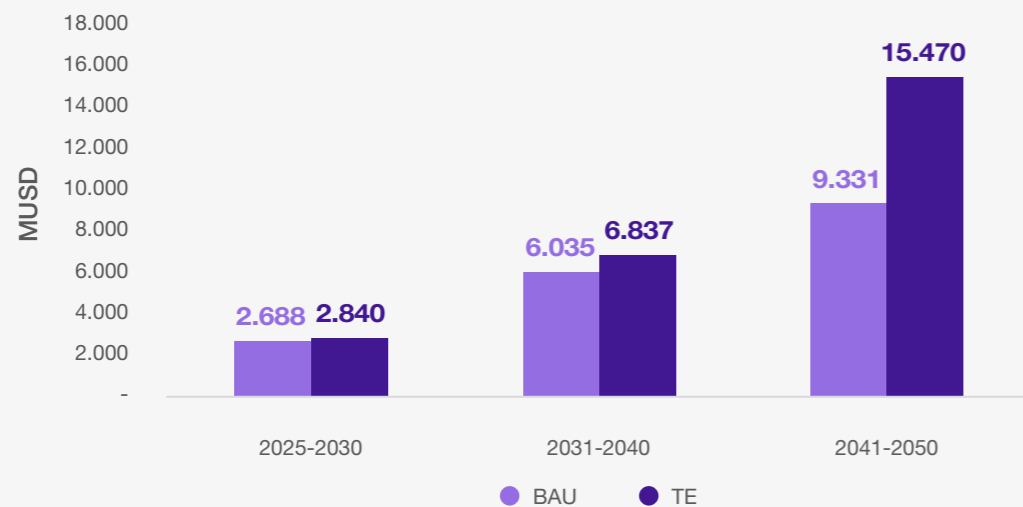
En la actualidad, el sistema de transmisión ya experimenta la necesidad de fortalecer las interconexiones entre los centros de carga para facilitar el intercambio entre las zonas, puesto que hay pocas líneas para realizar estas transferencias de energía y mantener su confiabilidad ante situaciones de contingencia. Con la incorporación de las nuevas tecnologías renovables, se vuelve aún más apremiante la necesidad de evacuar la gran cantidad de energía

generada y, por ende, interconectar estos nuevos parques al sistema mexicano. Por lo tanto, es evidente que el país requerirá inversiones en líneas de alta tensión para el transporte de energía a largas distancias y en voltajes menores para fortalecer la red y garantizar la confiabilidad del sistema.

En este estudio, se realizaron estimaciones del total de líneas de transmisión necesarias para la expansión de toda la red del país. El gráfico 5.32 muestra los resultados de la inversión total tanto en el caso de BAU como en el de TE en cada década analizada. En el apéndice 4 se presenta una tabla con los totales de inversión para cada año en ambos escenarios.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en el sistema de transmisión mexicano por década



En resumen, dado que en ninguno de los dos casos estudiados hay una retirada de las térmicas del sistema hasta 2040, las inversiones son bastante similares y se centran en el fortalecimiento de la red existente y la evacuación de la generación renovable del país desde las zonas con mayor potencial (por ejemplo, la región norte) hasta los puntos de demanda (concentrada principalmente en el centro del país). En la última década, al tener que cumplir

con la meta del 50 % de generación de fuentes no emisoras para 2050 en el caso de TE, se observa un considerable aumento en la incorporación de fuentes renovables, representando más del 60 % de todas las adiciones en el horizonte. De esta manera, se necesita una mayor inversión en el sistema de transmisión para el final del periodo, principalmente dirigida a la conexión de esta nueva oferta renovable al sistema.



Inversiones en distribución

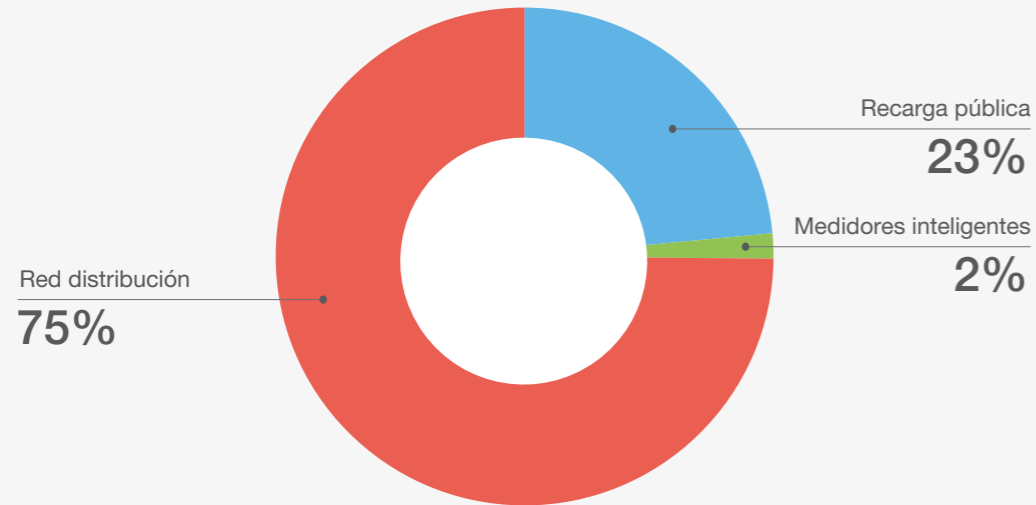
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en el sistema, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular,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

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan USD 11.500 millones¹⁰, repartidos como muestra el gráfico 5.33. La composición de estas inversiones se detalla en los siguientes subapartados.

¹⁰ Considerando una una red de distribución con densidad alta y una red de recarga con cargadores cuyo factor de utilización es el indicado en el cuadro A.8.4 del apéndice 8.

GRÁFICO 5.33

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)

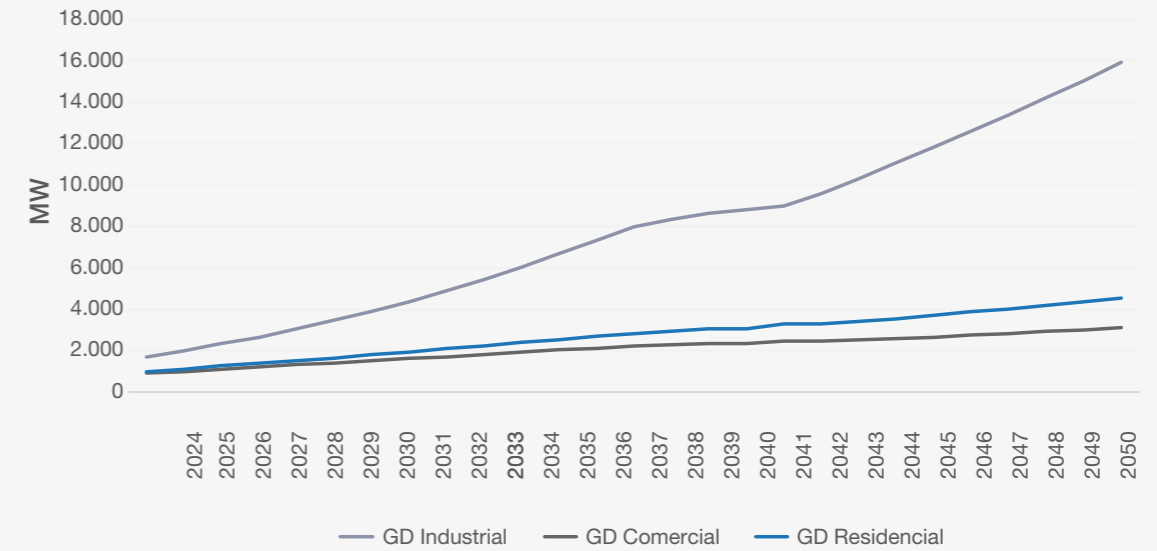


► Instalación de medidores inteligentes

Se pueden identificar tres periodos en el desarrollo de la GD en México (gráfico 5.34). En el primero, la proyección es de un crecimiento constante para los tres sectores hasta el año 2037, año de comienzo del segundo, en el que se observa, particularmente en la GD industrial, una reducción del ritmo de instalación, hasta el año 2041. A partir de ese año comienza el tercer periodo, en el que se incrementa la tasa de instalación en los tres sectores, pero en mayor medida en la GD industrial. Lo anterior obedece a la metodología de expansión considerada para esta tecnología, descrita en el apéndice 8.

GRÁFICO 5.34

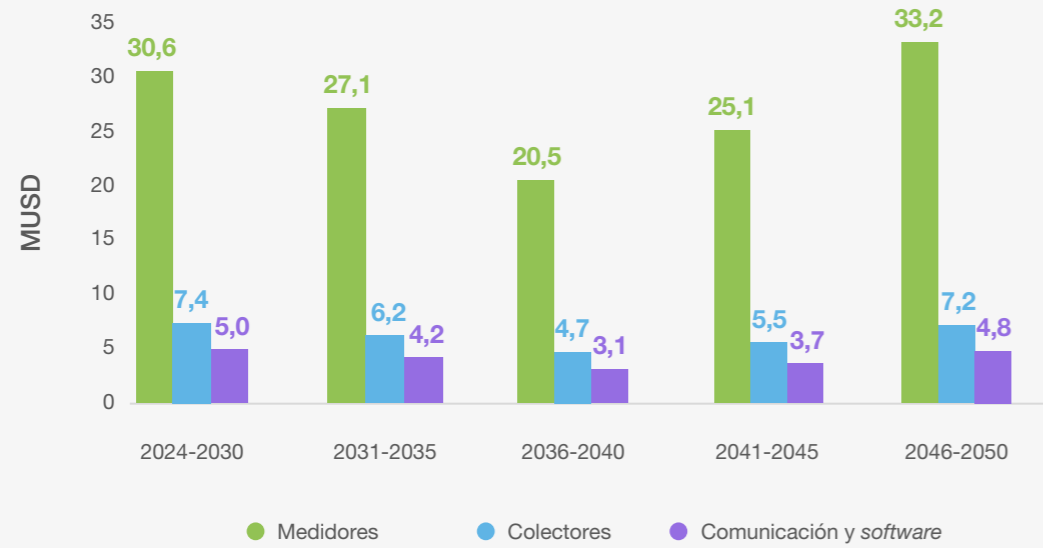
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Si se desglosan los costos por periodos, la diferencia de inversiones necesarias entre los dos primeros se debe a la cantidad de años que los componen (7 en el primer periodo y 5 en el segundo), como puede verse en el gráfico 5.35, pero los niveles anuales son bastante similares. La inversión menor en la etapa 2036-2040 se explica por el estancamiento en la GD industrial, que vuelve a recibir un impulso en la última década, particularmente en el último quinquenio,

GRÁFICO 5.35

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



► Inversiones en estaciones de recarga pública

En el gráfico 5.36 se presentan las proyecciones obtenidas en cuanto a necesidades de cargadores públicos en corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.36

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

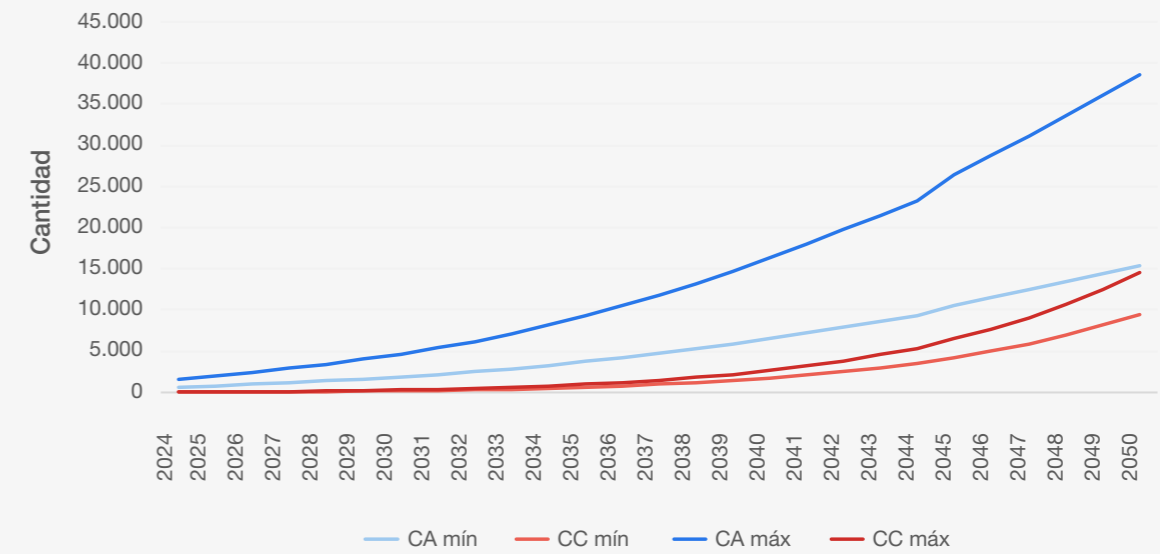
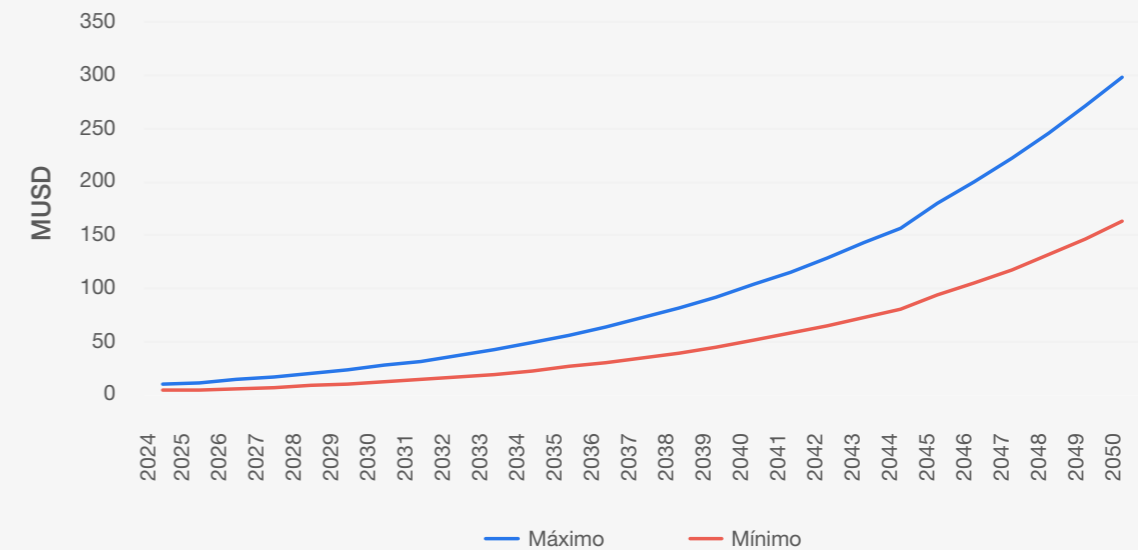


GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



El tamaño de México y la demanda proyectada hacen que las inversiones previstas para lograr el desarrollo de una red de recarga, capaz de abastecer a los vehículos eléctricos que circulen por el territorio, sean sustanciales. Los valores tienen un despliegue temprano, desde el año 2024 a 2026, y aumentan de manera exponencial hasta alcanzar entre USD 160 millones y USD 300 millones, dependiendo de cómo se vayan desarrollando las hipótesis consideradas.

Por tales motivos y dado el tamaño de la flota prevista, deberán tomarse, en el corto y mediano plazo, recaudos en términos de:

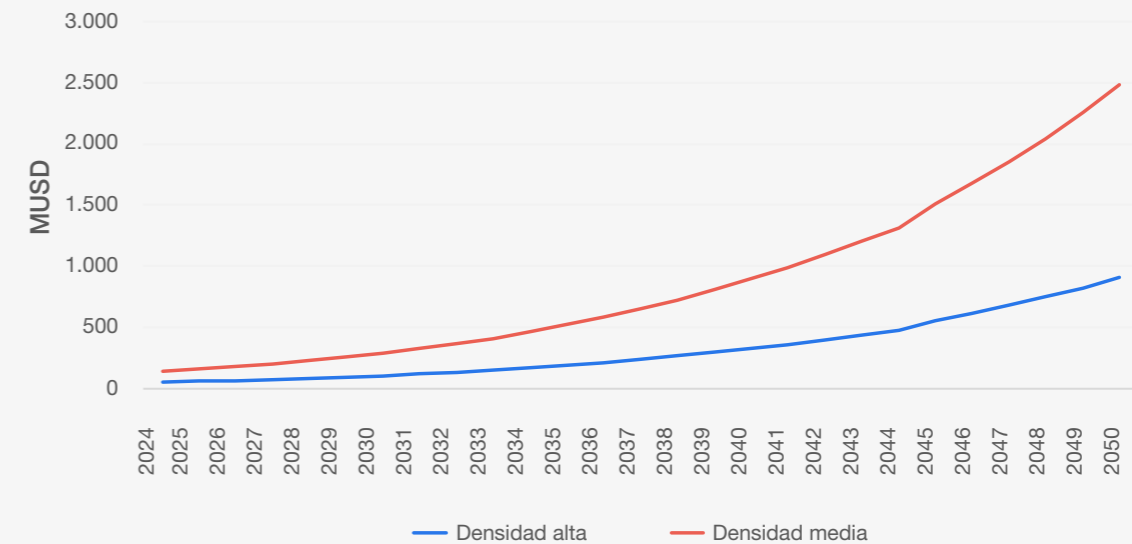
- ▶ Planificación de la red y ejecución de las obras necesarias, teniendo en cuenta tanto el impacto de los vehículos eléctricos en las premisas de demanda (lo que tiene que ver con el siguiente punto) como, en el sector de generación, la adopción de modelos que permitan la inyección de energía desde los vehículos a las redes eléctricas, lo que se conoce por la sigla V2G (del inglés *vehicle to grid*).
- ▶ Desarrollo de regulación que permita la construcción de una red de recarga pública y privada homogénea en el territorio mexicano.
- ▶ Desarrollo de metodologías de gestión de la carga, para optimizar el uso de la red eléctrica y evitar picos indeseados de demanda. Lo anterior puede implicar incentivos para cargar en momentos de menor demanda, la implementación de tarifas dinámicas que reflejen los costos variables de la electricidad a lo largo del día o la implementación de tecnologías inteligentes para controlar la carga de los vehículos eléctricos.

▶ Refuerzo de la red de distribución

Las estimaciones realizadas indican que México es el segundo país de la región, después de Brasil, por el nivel de inversiones necesarias para reforzar el sistema de distribución por incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos. Las cantidades pueden alcanzar los USD 290 millones anuales hacia 2030, USD 900 millones en 2040 y USD 2.500 millones en 2050.

GRÁFICO 5.38

Inversiones anuales en la red de distribución



Puede observarse, adicionalmente, que el comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento levemente exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por esta causa, como se indicó anteriormente. Los valores alcanzados son significativos, aunque no se multiplican de manera considerable hacia el final del periodo. Por consiguiente, CFE Transmisión y CFE Distribución deberán tener presente el impacto de la electromovilidad en la planificación que realicen, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

6

Ejes de acción en México



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

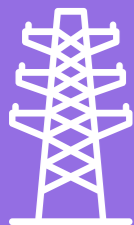
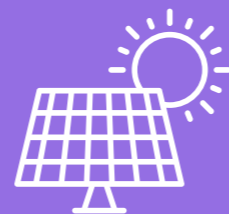
Dado lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción para crear un posicionamiento en materia de transición energética en el país. En este capítulo se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico mexicano.

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

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

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

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



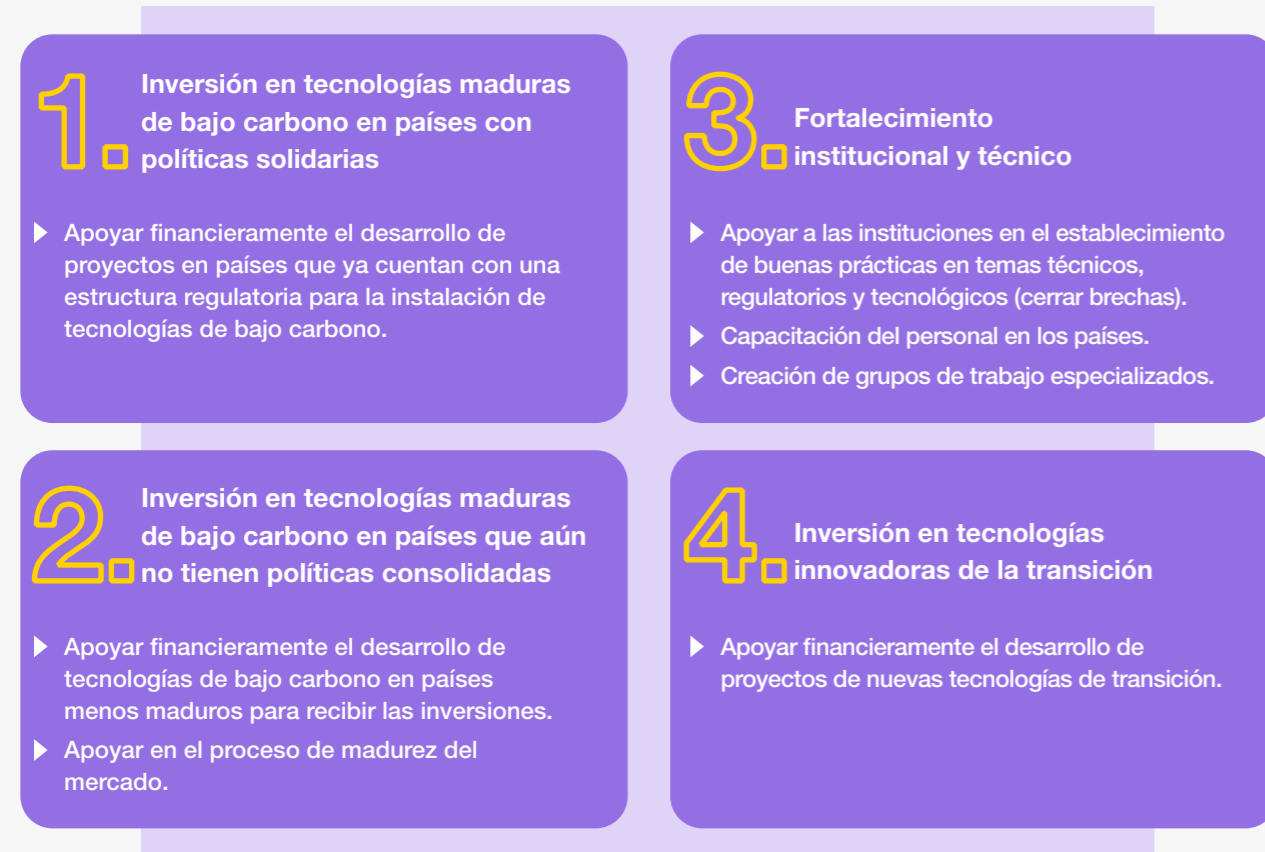
La promoción de programas de capacitación dirigidos a las autoridades y demás partes interesadas también es una acción relevante para fortalecer los sectores eléctricos de los países y permitir su modernización. Las acciones de este eje tendrían como objetivo central cerrar las brechas de desarrollo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

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

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

FIGURA 6.1

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



El entorno del mercado eléctrico mexicano fue analizado para cada uno de los ejes destacados anteriormente. El país en principio se adecúa más a la descripción del eje 1 que del eje 2, dado que, desde la reforma del sector eléctrico a mediados de la última década, cuenta con las disposiciones de mercado para el desarrollo y contratación de energías renovables.

En materia regulatoria, la Ley de Transición Energética de 2015 establece los lineamientos para la transición hacia fuentes renovables de manera gradual, estableciendo como metas un 35 % de participación de generación renovable en su producción en 2024 y el 50 % en 2050.

En términos de mecanismos para promover las inversiones, el país dispone de un reglamento específico para subastas de energía, habiendo realizado tres licitaciones entre los años 2016 y 2018, con récords de precios a nivel mundial en esa época. Además, el país también cuenta con rutas de inversión a través del mercado libre de energía, con suministradores calificados y habilitados para comprar energía directamente de generadores en este mercado y el mercado *spot*. Finalmente, el país ha creado el Certificado de Energías Limpias (CEL), otorgado a los generadores en función de su producción renovable (1 CEL equivale a 1 MWh de energía renovable). Los CEL deben ser contratados por la demanda en porcentajes anuales crecientes.

Si bien las reglas de mercado están vigentes desde el momento de la reforma del sector a mediados de la última década, se han discontinuado algunos de estos elementos. En primer lugar, las subastas de energía no se celebran desde 2018 e incluso se canceló la cuarta a comienzos de 2019. El retorno de este mecanismo de contratación de energía (sujeto a mejoras de diseño, si es oportuno) sería una ruta clara para retomar las inversiones en generación renovable en el país. Dado el exitoso historial de las subastas anteriores, se espera que el mecanismo sea altamente competitivo, con precios finales de energía y tasas de retorno ajustados.

Por otra parte, los requerimientos de certificados de energías limpias, que debían crecer gradualmente a lo largo del tiempo, no han aumentado desde 2022, y hay incertidumbre en cuanto a su evolución en los próximos años.

No obstante, la Ley de Transición Energética sigue vigente y se espera que el país proporcione los mecanismos para que sus objetivos sean alcanzados, ya sea utilizando esquemas adoptados anteriormente, sea con nuevas propuestas. El retorno de las subastas y el incremento del requerimiento de los CEL, aunque sea con eventuales ajustes en sus diseños, dependerá, entre otros factores, de las decisiones de política energética del Gobierno de México elegido en 2024. De todas maneras, cabe esperar que el país de pasos rumbo a la descarbonización gradual de su sistema eléctrico, como prometieron las candidatas a las elecciones, y que promueva nuevas formas de contratación de energía.

En cuanto al eje 3, se nota una posibilidad de cooperación técnica y regulatoria para alinear los objetivos de política energética del país y los mecanismos para lograrlos. Acciones que fueron suspendidas, como las subastas y la evolución

de los CEL, por ejemplo, y otras cuyo diseño sufre cuestionamientos pueden ser reestudiadas y mejoradas, promoviendo la eficiencia en el mercado. El fortalecimiento y diálogo entre las instituciones, incluyendo el regulador, también es considerado importante para la robustez del sector.

Con relación al eje 4, México se encuentra en una etapa relativamente avanzada en algunas tecnologías, como la generación distribuida, y en fases menos maduras en otros ámbitos, como la electromovilidad, aunque se está progresando, y el hidrógeno, donde hay más brechas y desafíos.

Con respecto a la generación distribuida, México tiene instalados más de 3 GW con esta tecnología, de los cuales más del 99 % es de paneles solares fotovoltaicos. Además, el país permite las modalidades de medición o facturación netas (*net metering* y *net billing*), siendo la primera mucho más común. Se espera un despliegue grande de la GD en los próximos años. El PRODESEN 2023-2037 pronostica valores entre 11 GW y 17 GW en 2037. Las condiciones para la generación distribuida, en especial el esquema de medición neta, crean oportunidades rentables en este segmento, que ya se aprovechan en amplia escala en el país.










Con relación al almacenamiento de energía, se están desarrollando plantas de generación con baterías en algunos casos específicos. Hay mecanismos para la remuneración de estos activos, entre los cuales están el arbitraje de energía (diferencias de precios *spot* horarios), las reservas (en México hay cuatro productos de reservas operativas y las baterías pueden participar en este mercado) y el mercado de balance de potencia. Sin embargo, el diseño de algunos mecanismos no beneficia la instalación de baterías. Por ejemplo, los contratos de energía renovable establecen el producto “energía acumulable” anual, es decir, sin exposiciones horarias, y existe un criterio demasiadamente severo para la remuneración de equipos de almacenamiento en el mercado de balance de potencia, puesto que se requiere que las baterías puedan operar durante seis horas para que sean consideradas firmes (el doble que los equipos de generación convencional). Además, no está previsto el registro de la batería como una categoría específica de activo en el mercado mayorista. Finalmente, no se nota todavía en México el desarrollo de baterías como alternativa en la expansión de la transmisión y distribución, una ruta ya adoptada en otros países.

Con respecto a la electromovilidad, como se explica en el apartado “Políticas de transición”, la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica busca organizar y coordinar los proyectos de electromovilidad a través de grupos de trabajo especializados. Además, promueve incentivos, modelos de negocios y financiamiento; proyectos demostrativos, y comunicación y difusión. En este punto, se nota un avance significativo con relación a países vecinos. Además, la cercanía a Estados Unidos y las políticas de relocalización de la producción industrial en destinos cercanos (*nearshoring*) pueden poner a México en una posición privilegiada con respecto al desarrollo local de vehículos eléctricos en comparación con el resto de la región.






Con respecto al hidrógeno verde, se detectan algunos cuellos de botella en su desarrollo que lo distinguen de algunos países vecinos. En primer lugar, México no cuenta todavía con una estrategia nacional de H₂V, de manera que hay todavía brechas en materia de políticas en este sentido. Además, en la esfera económica, la competitividad del gas natural frente al hidrógeno impone un desafío adicional a su desarrollo. Otro reto es la producción de hidrógeno verde a partir de la energía suministrada por la red, dado que la participación de energía limpia del país es limitada y los estándares internacionales apuntan en la mayor parte de los casos a un requerimiento de 90 % de energía sin emisiones en su producción. Aunque cuente con excelentes recursos naturales renovables para la producción de energía, las soluciones que dependan de energía de la red encontrarían dificultades en clasificarse como verdes, a diferencia de países con matrices eléctricas más renovables. El cuadro 6.1 presenta un resumen de los análisis presentados en este capítulo.

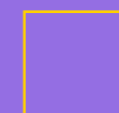
CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de México

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 <p>Retornos más bajos (alta competencia), riesgos bajos (contrato de “energía acumulable” con poca exposición).</p>	 <p>Matriz energética todavía muy dependiente de fuentes emisoras.</p>	 <p>A pesar de la reforma reciente, elementos fueron contestados y discontinuados en los últimos años (p. ej., las subastas).</p>
Fortalecimiento institucional y técnico	 <p>La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.</p>	 <p>Importante rediscutir e implementar elementos que promuevan Inversiones limpias.</p>	 <p>Necesidad de coordinación institucional y definiciones del nuevo gobierno.</p>
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 <p>Mayores retornos para la GD. Almacenamiento y EV con espacio moderado y H₂V con pocas ventajas competitivas.</p>	 <p>Nuevas tecnologías serán cruciales para sustituir las térmicas emisoras y descarbonizar el transporte.</p>	 <p>GD avanzada; almacenamiento y EV superior a la media regional, H₂V incipiente.</p>

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.



Conclusiones



» El análisis de las políticas energéticas en México muestra áreas de mejora y brechas pendientes de abordar para avanzar hacia una matriz energética más sostenible y diversificada.

Aunque se han establecido objetivos en energías renovables, como lo demuestra la Ley de Transición Energética, aún persisten desafíos significativos en cuanto a la implementación efectiva de estas medidas, la simplificación de trámites y la definición de incentivos fiscales.

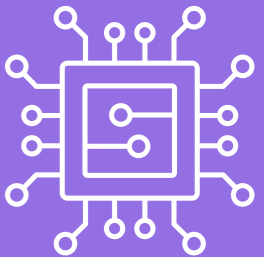
Se requiere un enfoque integral que incluya la promoción de la eficiencia energética, la expansión de la electromovilidad, la elaboración de una estrategia nacional para el hidrógeno verde y la mejora en las redes inteligentes y el almacenamiento con baterías para garantizar la resiliencia del sistema eléctrico.

El análisis detallado del sistema eléctrico mexicano revela una transición significativa en el panorama energético hacia el año 2050. En el caso de BAU, se destaca una expansión continuada de las centrales de gas natural y una participación creciente de las ERNC, principalmente solar y eólica. A pesar de los avances en la participación de las renovables, las térmicas, especialmente las alimentadas por gas natural, continúan siendo la principal fuente de generación eléctrica.

En contraste, en el caso de TE, se presenta una transformación más agresiva hacia fuentes de energía limpias. Se observa un aumento sustancial en la participación de las energías renovables, con un enfoque particular en la energía solar y eólica, así como el surgimiento significativo de las baterías en la matriz de capacidad instalada después de 2045 (véase el gráfico 5.25). Este cambio drástico, que requiere del desarrollo de regulación asociada al almacenamiento, se alinea con los esfuerzos para alcanzar una generación limpia equivalente al 60 % del total para el año 2050.

La comparación entre los casos de BAU y de TE revela una diferencia en los costos de inversión en generación de aproximadamente el 41 % (véase el gráfico 5.29). En números, esto se traduce en una inversión de USD 86.158 millones en el caso de BAU y USD 121.897 millones en el caso de TE.

El sistema eléctrico mexicano presenta desafíos significativos en términos de infraestructura de transmisión para satisfacer el crecimiento de la demanda proyectado y la integración de energías renovables. Con la expansión planificada tanto en generación solar como eólica, especialmente en el norte y noroeste del país, se hace evidente la necesidad de inversiones en líneas de alta tensión para garantizar la confiabilidad del sistema y facilitar el intercambio de energía entre las regiones. Tanto en el caso de BAU como en el caso de TE, se requiere un fortalecimiento significativo de la red existente, especialmente hacia la última



década del horizonte de estudio, cuando la generación renovable representa una proporción considerable de las adiciones al sistema.

Una comparación de los costos de inversión en transmisión en ambos escenarios revela que estos son un 39 % más altos en el caso de TE que en el de BAU. Esto se traduce en un total de US 25.148 millones en el primer escenario, frente a los USD 18.055 millones del segundo (véase el **gráfico 5.32**). Este aumento se atribuye a una serie de factores, que incluyen la establecida meta de incrementar la participación de las energías renovables, el desmantelamiento de las centrales termoeléctricas, así como el incremento en la demanda de energía eléctrica derivada del crecimiento en la producción de hidrógeno verde y la mayor electrificación de la flota de vehículos.

Las inversiones en distribución se destinan en un 75 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a USD 8.600 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

En cuanto a la prima verde, se observa que no hay un aumento significativo en los costos marginales de expansión en el caso de TE, reflejando la meta de generación renovable establecida. El análisis detallado muestra un costo adicional de \$15 USD/MWh en la década de 2040, que representa el valor necesario para alcanzar los objetivos de generación limpia definidos (véase el **gráfico 5.31**).

En conclusión, el mercado eléctrico mexicano enfrenta una serie de desafíos y oportunidades en su transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables. Aunque el país cuenta con disposiciones regulatorias sólidas, como la Ley de Transición Energética, y ha establecido metas ambiciosas para la generación renovable (35 % para 2024 y 50 % para 2050), debe superar obstáculos en la implementación efectiva de mecanismos de promoción de las inversiones, como las subastas de energía y los certificados de energías limpias, que han experimentado discontinuidades y falta de ajustes en sus diseños.

Por otro lado, México muestra avances en áreas como la generación distribuida y la electromovilidad, con una creciente instalación de sistemas fotovoltaicos y una estrategia nacional para fomentar la movilidad eléctrica. Sin embargo, aún afronta retos en lo que respecta a la promoción del hidrógeno verde,

la inexistencia de una estrategia nacional específica en ese ámbito y la competitividad del gas natural, que puede ser un obstáculo para su desarrollo. La cooperación técnica y regulatoria, así como el fortalecimiento de las instituciones y el diálogo entre los actores del sector, son fundamentales para superar estos desafíos y avanzar hacia una transición energética más sostenible en el país.

Referencias

- ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- Austin, D. (2023). *Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: Working Paper 2023-06*. Working Papers 58964. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>
- Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2022c). *Población, total*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=BO>
- Banco Mundial (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 (2023). *Transición energética justa*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/ME-T1511>
- BID (s. f.a). *Eficiencia energética y generación solar distribuida en escuelas públicas*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/ME-T1495>
- BID (s. f.b). *Transición energética en empresas estatales del sector energético*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/ME-T1494>
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CENACE (20 de diciembre de 2018). *¿Sabes qué es el Mercado Eléctrico Mayorista?* Centro Nacional de Control de Energía. <https://www.gob.mx/cenace/articulos/sabes-que-es-el-mercado-electrico-mayorista?idiom=es>
- CENACE (s. f.a). *Mercado Eléctrico Mayorista en cifras*. Centro Nacional de Control de Energía. Área pública del SIM. <https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>
- CENACE (s. f.b). *Reglas del Mercado*. Centro Nacional de Control de Energía. Área pública del SIM. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ReglasMercado.aspx>

- CEPAL (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47656-definiciones-sector-electrico-la-incorporacion-energias-renovables-variables-la>
- CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas*. Energy futures and options. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- CONUEE (19 de mayo de 2014). *Etiquetas de eficiencia energética*. Obtenido de Gobierno de México: <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/etiquetas-de-eficiencia-energetica-21874>
- CONUEE (28 de enero de 2022). *Metas de ahorro de energía*. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. <https://www.gob.mx/conuee/articulos/se-establecen-las-metas-de-ahorro-de-energia-2022?idiom=es>
- CONUEE (12 de agosto de 2024). *Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios*. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/estrategia-de-transicion-para-promover-el-uso-de-tecnologias-y-combustibles-mas-limpios-2016>
- CRE (28 de junio de 2014). *Acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de energía eléctrica*. Comisión Reguladora de Energía. <https://www.gob.mx/cre/documentos/acceso-abierto-y-prestacion-de-los-servicios-en-la-rnt-y-las-rgd-de-energia-electrica>
- CRE (31 de diciembre de 2015). *Resolución N.o RES/948/2015*. Comisión Reguladora de Energía. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/79594/Resolucion_RES_948_2015.pdf
- EIA (2022). *Trends in charging infrastructure*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022/trends-in-charging-infrastructure>
- EIA (2023a). *Annual energy outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf
- EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (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>.
- Gobierno de México (2023). *Proyecto de programa nacional de uso de hidrógeno verde*. Gaceta del Senado. https://www.senado.gob.mx/65/gaceta_del_senado/documento/133801
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). *Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates*. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.
- Hydrogen Council (15 de julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>
- ICCT, GIZ, Grupo de Liderazgo Climático C40 Cities y CAME (febrero de 2024). Diagnóstico para impulsar proyectos de movilidad eléctrica en la Megalópolis. Consejo Internacional para el Transporte Limpio, Cooperación Técnica Alemana, Grupo de Liderazgo Climático C30 Cities y Coordinación Ejecutiva de la Comisión Ambiental de la Megalópolis. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/938766/Diagnostico_para_impulsar_proy_de_movilidad_electrica_en_la_Megalopolis.pdf
- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.
- Ley de Transición Energética* (24 de diciembre de 2015). Diario Oficial de la Federación. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen): Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.
- NREL (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview. Annual Technology Baseline [base de datos]*. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>

- Our World In Data (2024). *Electricity demand, 2000 to 2022. Con datos de Ember, 2024*. <https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand>
- PNUMA (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>.
- PSR (2024a). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/OptgenFolderEng.pdf>
- PSR (2024b). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/SDDPFolderEng.pdf>
- 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.
- Secretaría de Movilidad (2024). *Reporte estadístico del desempeño de Ecobici 2019-2024*. Gobierno de la Ciudad de México. <https://ecobici.cdmx.gob.mx/wp-content/uploads/2024/10/Datos-del-desempeno-de-ECOBICI-2019-2024.pdf>
- SENER (2013). *Estrategia Nacional de Transición Energética y Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. Secretaría de Energía. <https://www.gob.mx/sener/documentos/estrategia-nacional-de-transicion-energetica-y-aprovechamiento-sustentable-de-la-energia>
- SENER (21 de agosto de 2017). *Programa de redes inteligentes*. Secretaría de Energía. <https://www.gob.mx/sener/en/documentos/programa-de-redes-electricas-inteligentes-121753>
- SENER (2022). *Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2026*. Obtenido de Secretaría de Energía: https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//16%202022-2036%20Capitulos%201%20al%206.pdf
- SENER (2023a). *Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional 2022*. Ciudad de México Secretaría de Energía. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/912513/Informe_Pormenorizado_2022.pdf
- SENER (2023b). *Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037*. Secretaría de Energía. <https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/libros2023/CD008843.pdf>

SENER (23 de enero de 2024). *Acuerdo por el que se aprueba la actualización de la Estrategia de Transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios*. Obtenido de Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5714865&fecha=23/01/2024#gsc.tab=0

SENER (s. f.a). Balance Nacional de Energía. Documentos 2018-2021. Secretaría de Energía. <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia-2019>

SENER (s. f.b). Balance Nacional de Energía. Documentos 2013-2017. Secretaría de Energía. <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia>

SENER (s. f.c). *¿Qué hacemos?* Secretaría de Energía. <https://www.gob.mx/sener/que-hacemos>

Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*.

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

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

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

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

Apéndice 1

» Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A 1.1

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Biomasa	Geotérmica	Batería
2024	77	1.844	547	369	-	-	-
2025	-	902	730	887	-	-	-
2026	-	2.606	480	613	-	-	-
2027	-	1.014	385	793	-	-	-
2028	-	500	331	669	47	-	-
2029	-	414	611	1.004	-	-	-
2030	-	414	761	794	-	35	-
2031	-	207	956	953	67	-	-
2032	-	414	1.003	1.034	-	-	-
2033	33	414	506	1.272	40	-	-
2034	-	707	1.005	1.237	-	-	-
2035	-	914	1.078	1.370	-	44	-
2036	36	741	584	981	63	-	-
2037	100	1.414	551	1.483	134	-	-
2038	122	914	875	1.414	154	48	-

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Biomasa	Geotérmica	Batería
2039	51	2.035	546	1.458	100	-	200
2040	61	1.828	298	1.778	136	45	-
2041	65	2.328	366	1.778	103	45	-
2042	53	1.914	1.048	1.342	97	-	200
2043	42	2.414	564	1.502	156	51	200
2044	-	2.207	605	2.302	119	64	-
2045	60	2.621	640	1.241	174	53	200
2046	41	2.287	888	1.216	73	-	-
2047	-	1.914	1.078	1.370	-	44	200
2048	53	2.414	1.048	1.342	97	-	200
2049	-	1.414	605	2.302	119	64	-
2050	122	2.414	875	1.414	154	48	200
Total	916	39.208	18.965	33.919	1.833	541	1.400

CUADRO A 1.2

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Biomasa	Geotérmica	Batería
2024	77	1.844	547	369	-	-	-
2025	-	902	831	887	-	-	-
2026	-	2.606	850	983	-	-	-
2027	-	657	501	807	-	-	-
2028	-	479	416	691	97	-	-

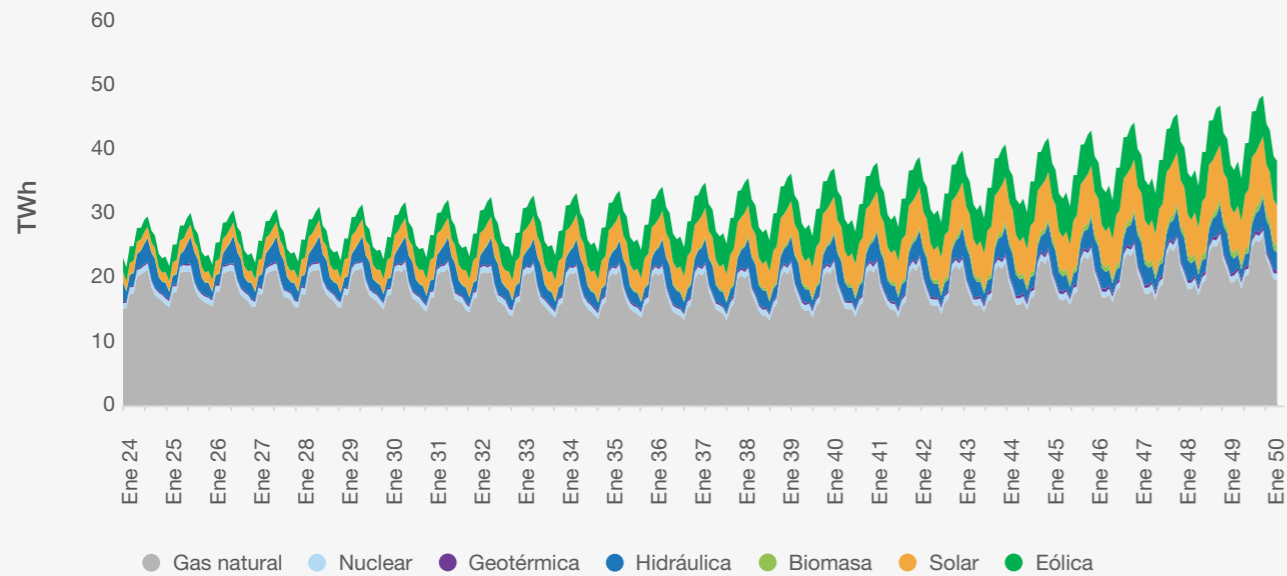
Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Biomasa	Geotérmica	Batería
2029	-	104	760	989	-	-	-
2030	-	207	1.181	1.117	-	72	188
2031	-	-	1.245	947	139	-	188
2032	-	311	1.266	1.045	-	-	188
2033	74	207	933	2.011	83	-	188
2034	-	479	1.366	1.291	-	-	188
2035	-	375	1.338	1.433	-	90	375
2036	81	637	787	1.055	131	-	375
2037	225	957	917	1.832	278	-	375
2038	275	582	929	1.260	319	99	375
2039	115	1.267	813	1.974	207	-	375
2040	137	1.164	400	2.066	282	93	750
2041	146	1.539	615	2.474	214	93	750
2042	119	1.332	1.763	2.276	201	-	750
2043	95	1.707	1.085	2.478	323	105	750
2044	-	1.604	883	2.901	247	132	1.500
2045	135	1.811	1.157	2.701	361	109	1.500
2046	92	2.162	1.603	2.654	151	-	1.500
2047	-	1.332	2.281	3.805	-	90	1.500
2048	119	1.229	3.071	3.325	201	-	2.250
2049	-	479	3.350	4.559	247	132	2.250
2050	275	2.186	2.037	3.878	319	99	2.438
Total	1.965	28.155	32.923	51.804	3.800	1.112	18.750

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

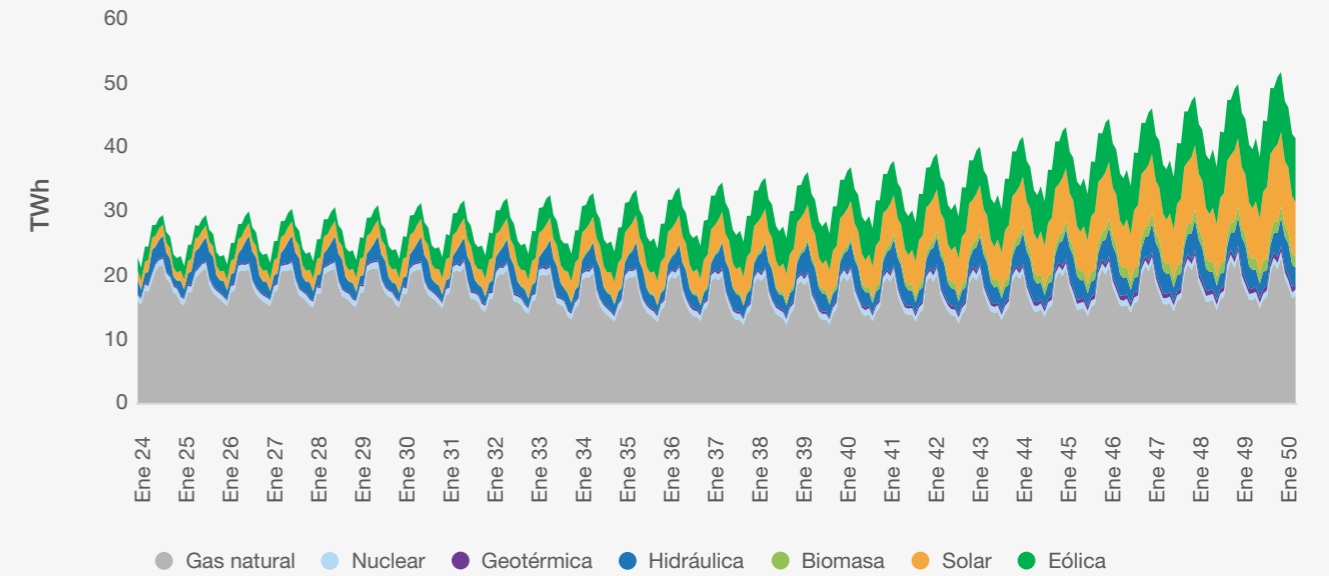
CUADRO A 2.1

Generación mensual en el sistema mexicano en el caso de BAU



CUADRO A 2.2

Generación mensual en el sistema mexicano en el caso de TE



Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	3.324	3.324
2025	2.602	2.716
2026	4.126	4.818
2027	2.077	1.837
2028	1.323	1.508
2029	1.852	1.624
2030	1.999	2.793
2031	1.944	2.274
2032	2.185	2.532
2033	1.962	2.972
2034	2.444	2.793
2035	3.032	3.330
2036	2.245	2.934
2037	3.181	4.133
2038	3.297	4.085

Año	Casos	
	BAU	TE
2039	3.914	4.094
2040	3.698	4.587
2041	4.138	5.253
2042	3.923	5.359
2043	4.282	5.749
2044	4.227	6.192
2045	4.494	6.885
2046	3.727	6.680
2047	3.842	7.081
2048	4.241	8.135
2049	3.514	8.726
2050	4.562	9.481

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicional (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	547	630
2024	Gas natural (ciclo combinado)	1.843	2.212
2024	Hidráulica	77	185
2024	Solar	369	298
2025	Eólica	730	823
2025	Gas natural (ciclo combinado)	902	1.082
2025	Solar	887	697

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2026	Eólica	480	530
2026	Gas natural (ciclo combinado)	2.606	3.127
2026	Solar	613	469
2027	Eólica	385	417
2027	Gas natural (ciclo abierto)	600	510
2027	Gas natural (ciclo combinado)	465	558
2027	Solar	793	593
2028	Biomasa	47	56
2028	Eólica	331	353
2028	Gas natural (ciclo abierto)	500	425
2028	Solar	669	489
2029	Eólica	611	636
2029	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2029	Solar	1.004	720
2030	Eólica	761	776
2030	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2030	Geotérmica	35	168
2030	Solar	794	558
2031	Biomasa	67	80
2031	Eólica	956	958
2031	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2031	Solar	953	658
2032	Eólica	1.003	988
2032	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2032	Solar	1.034	700

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2033	Biomasa	40	48
2033	Eólica	506	491
2033	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2033	Hidráulica	33	79
2033	Solar	1.272	846
2034	Eólica	1.005	961
2034	Gas natural (ciclo abierto)	500	425
2034	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2034	Solar	1.237	809
2035	Eólica	1.078	1.017
2035	Gas natural (ciclo abierto)	500	425
2035	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2035	Geotérmica	44	211
2035	Solar	1.370	882
2036	Biomasa	63	76
2036	Eólica	584	545
2036	Gas natural (ciclo combinado)	763	916
2036	Hidráulica	36	86
2036	Solar	981	621
2037	Biomasa	134	161
2037	Eólica	551	509
2037	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2037	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2037	Hidráulica	100	240
2037	Solar	1.483	925

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2038	Biomasa	154	185
2038	Eólica	875	799
2038	Gas natural (ciclo abierto)	500	425
2038	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2038	Geotérmica	48	230
2038	Hidráulica	122	293
2038	Solar	1.414	868
2039	Batería (4h)	200	201
2039	Biomasa	100	120
2039	Eólica	546	496
2039	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2039	Gas natural (ciclo combinado)	1.035	1.242
2039	Hidráulica	51	122
2039	Solar	1.458	883
2040	Biomasa	136	163
2040	Eólica	298	269
2040	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2040	Gas natural (ciclo combinado)	828	993
2040	Geotérmica	45	216
2040	Hidráulica	61	146
2040	Solar	1.778	1.061
2041	Biomasa	103	124
2041	Eólica	366	328
2041	Gas natural (ciclo abierto)	1.500	1.275
2041	Gas natural (ciclo combinado)	828	993

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2041	Geotérmica	45	216
2041	Hidráulica	65	156
2041	Solar	1.778	1.045
2042	Batería (4h)	200	197
2042	Biomasa	97	116
2042	Eólica	1.048	934
2042	Gas natural (ciclo abierto)	1.500	1.275
2042	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2042	Hidráulica	53	127
2042	Solar	1.342	777
2043	Batería (4h)	200	195
2043	Biomasa	156	187
2043	Eólica	564	500
2043	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2043	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2043	Geotérmica	51	245
2043	Hidráulica	42	101
2043	Solar	1.502	858
2044	Biomasa	119	143
2044	Eólica	605	533
2044	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2044	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2044	Geotérmica	64	307
2044	Solar	2.302	1.296
2045	Batería (4h)	200	193

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2045	Biomasa	174	209
2045	Eólica	640	560
2045	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2045	Gas natural (ciclo combinado)	621	745
2045	Geotérmica	53	254
2045	Hidráulica	60	144
2045	Solar	1.241	689
2046	Biomasa	73	88
2046	Eólica	888	773
2046	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2046	Gas natural (ciclo combinado)	338	405
2046	Hidráulica	41	98
2046	Solar	1.216	663
2047	Batería (4h)	200	190
2047	Eólica	1.078	933
2047	Gas natural (ciclo abierto)	1.500	1.275
2047	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2047	Geotérmica	44	211
2047	Solar	1.370	735
2048	Batería (4h)	200	189
2048	Biomasa	97	116
2048	Eólica	1.048	902
2048	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2048	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2048	Hidráulica	53	127

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Solar	1.342	710
2049	Biomasa	119	143
2049	Eólica	605	518
2049	Gas natural (ciclo abierto)	1.000	850
2049	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2049	Geotérmica	64	307
2049	Solar	2.302	1.199
2050	Batería (4h)	200	187
2050	Biomasa	154	185
2050	Eólica	875	745
2050	Gas natural (ciclo abierto)	2.000	1.700
2050	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2050	Geotérmica	48	230
2050	Hidráulica	122	293
2050	Solar	1.414	726

CUADRO A 3.3

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

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	547	630
2024	Gas natural (ciclo combinado)	1.843	2.212
2024	Hidráulica	77	185
2024	Solar	369	298
2025	Eólica	831	937

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Gas natural (ciclo combinado)	902	1.082
2025	Solar	887	697
2026	Eólica	850	939
2026	Gas natural (ciclo combinado)	2.606	3.127
2026	Solar	983	752
2027	Eólica	501	542
2027	Gas natural (ciclo abierto)	450	383
2027	Gas natural (ciclo combinado)	258	309
2027	Solar	807	603
2028	Biomasa	97	117
2028	Eólica	416	443
2028	Gas natural (ciclo abierto)	375	319
2028	Gas natural (ciclo combinado)	103	124
2028	Solar	691	506
2029	Eólica	760	791
2029	Gas natural (ciclo combinado)	103	124
2029	Solar	989	709
2030	Batería (4h)	188	210
2030	Eólica	1.181	1.205
2030	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2030	Geotérmica	72	345
2030	Solar	1.117	786
2031	Batería (4h)	188	207
2031	Biomasa	139	167
2031	Eólica	1.245	1.247

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2031	Solar	947	653
2032	Batería (4h)	188	204
2032	Eólica	1.266	1.247
2032	Gas natural (ciclo combinado)	310	373
2032	Solar	1.045	708
2033	Batería (4h)	188	202
2033	Biomasa	83	99
2033	Eólica	933	905
2033	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2033	Hidráulica	74	178
2033	Solar	2.011	1.339
2034	Batería (4h)	188	199
2034	Eólica	1.366	1.307
2034	Gas natural (ciclo abierto)	375	319
2034	Gas natural (ciclo combinado)	103	124
2034	Solar	1.291	845
2035	Batería (4h)	375	392
2035	Eólica	1.338	1.263
2035	Gas natural (ciclo abierto)	375	319
2035	Geotérmica	90	434
2035	Solar	1.433	922
2036	Batería (4h)	375	389
2036	Biomasa	131	157
2036	Eólica	787	735
2036	Gas natural (ciclo combinado)	660	792

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2036	Hidráulica	81	194
2036	Solar	1.055	668
2037	Batería (4h)	375	385
2037	Biomasa	278	333
2037	Eólica	917	846
2037	Gas natural (ciclo abierto)	750	638
2037	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2037	Hidráulica	225	540
2037	Solar	1.832	1.143
2038	Batería (4h)	375	381
2038	Biomasa	319	383
2038	Eólica	929	848
2038	Gas natural (ciclo abierto)	375	319
2038	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2038	Geotérmica	99	473
2038	Hidráulica	275	659
2038	Solar	1.260	774
2039	Batería (4h)	375	378
2039	Biomasa	207	249
2039	Eólica	813	739
2039	Gas natural (ciclo abierto)	750	638
2039	Gas natural (ciclo combinado)	517	621
2039	Hidráulica	115	276
2039	Solar	1.974	1.194
2040	Batería (4h)	750	748

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Biomasa	282	338
2040	Eólica	400	361
2040	Gas natural (ciclo abierto)	750	638
2040	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2040	Geotérmica	93	444
2040	Hidráulica	137	330
2040	Solar	2.066	1.232
2041	Batería (4h)	750	743
2041	Biomasa	214	256
2041	Eólica	615	551
2041	Gas natural (ciclo abierto)	1.125	956
2041	Gas natural (ciclo combinado)	414	497
2041	Geotérmica	93	444
2041	Hidráulica	146	351
2041	Solar	2.474	1.454
2042	Batería (4h)	750	738
2042	Biomasa	201	241
2042	Eólica	1.763	1.571
2042	Gas natural (ciclo abierto)	1.125	956
2042	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2042	Hidráulica	119	286
2042	Solar	2.276	1.318
2043	Batería (4h)	750	733
2043	Biomasa	323	388
2043	Eólica	1.085	961

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2043	Gas natural (ciclo abierto)	1.500	1.275
2043	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2043	Geotérmica	105	503
2043	Hidráulica	95	227
2043	Solar	2.478	1.415
2044	Batería (4h)	1.500	1.456
2044	Biomasa	247	296
2044	Eólica	883	777
2044	Gas natural (ciclo abierto)	1.500	1.275
2044	Gas natural (ciclo combinado)	103	124
2044	Geotérmica	132	631
2044	Solar	2.901	1.633
2045	Batería (4h)	1.500	1.446
2045	Biomasa	361	433
2045	Eólica	1.157	1.012
2045	Gas natural (ciclo abierto)	1.500	1.275
2045	Gas natural (ciclo combinado)	310	373
2045	Geotérmica	109	523
2045	Hidráulica	135	324
2045	Solar	2.701	1.500
2046	Batería (4h)	1.500	1.436
2046	Biomasa	151	182
2046	Eólica	1.603	1.395
2046	Gas natural (ciclo abierto)	1.875	1.594
2046	Gas natural (ciclo combinado)	338	405

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Hidráulica	92	222
2046	Solar	2.654	1.446
2047	Batería (4h)	1.500	1.427
2047	Eólica	2.281	1.974
2047	Gas natural (ciclo abierto)	1.125	956
2047	Gas natural (ciclo combinado)	207	248
2047	Geotérmica	90	434
2047	Solar	3.805	2.042
2048	Batería (4h)	2.250	2.127
2048	Biomasa	201	241
2048	Eólica	3.071	2.643
2048	Gas natural (ciclo abierto)	1.125	956
2048	Gas natural (ciclo combinado)	103	124
2048	Hidráulica	119	286
2048	Solar	3.325	1.757
2049	Batería (4h)	2.250	2.113
2049	Biomasa	247	296
2049	Eólica	3.350	2.868
2049	Gas natural (ciclo abierto)	375	319
2049	Gas natural (ciclo combinado)	103	124
2049	Geotérmica	132	631
2049	Solar	4.559	2.375
2050	Batería (4h)	2.438	2.274
2050	Biomasa	319	383
2050	Eólica	2.037	1.735

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2050	Gas natural (ciclo abierto)	1.875	1.594
2050	Gas natural (ciclo combinado)	310	373
2050	Geotérmica	99	473
2050	Hidráulica	275	659
2050	Solar	3.878	1.991

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	484	486
2026	1.195	1.308
2027	1.616	1.672
2028	1.913	1.984
2029	2.303	2.328
2030	2.688	2.840
2031	3.108	3.307
2032	3.579	3.827
2033	4.014	4.475
2034	4.581	5.091
2035	5.235	5.761
2036	5.698	6.329
2037	6.405	7.179

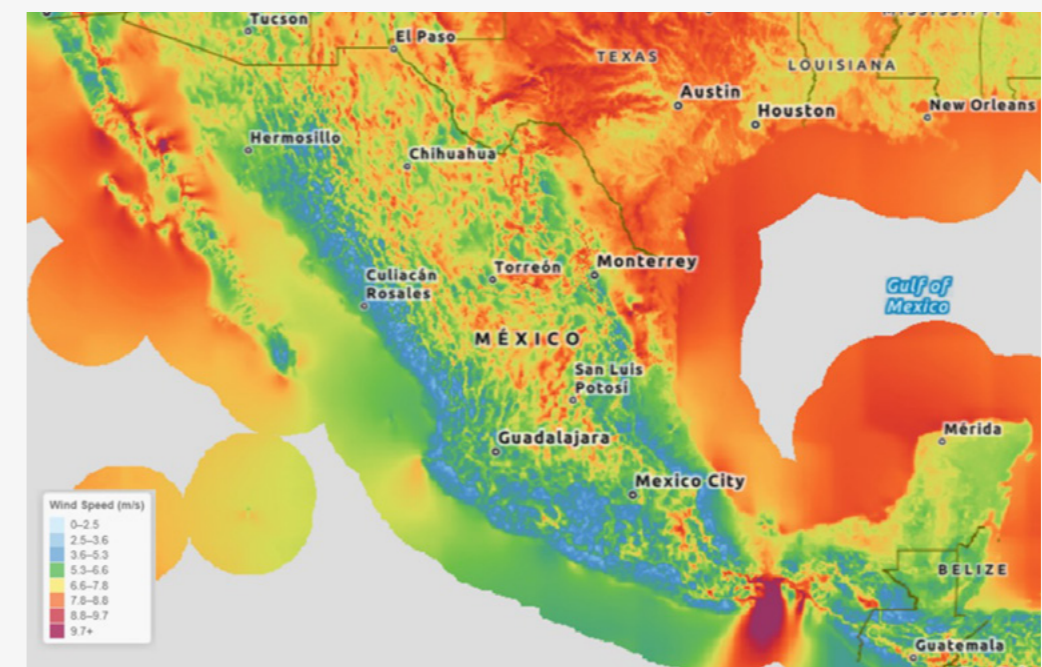
Año	Casos	
	BAU	TE
2038	7.083	7.890
2039	7.927	8.771
2040	8.724	9.677
2041	9.624	10.758
2042	10.519	11.952
2043	11.466	13.165
2044	12.484	14.512
2045	13.443	15.952
2046	14.309	17.465
2047	15.194	19.135
2048	16.185	21.024
2049	17.051	23.066
2050	18.055	25.148

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar

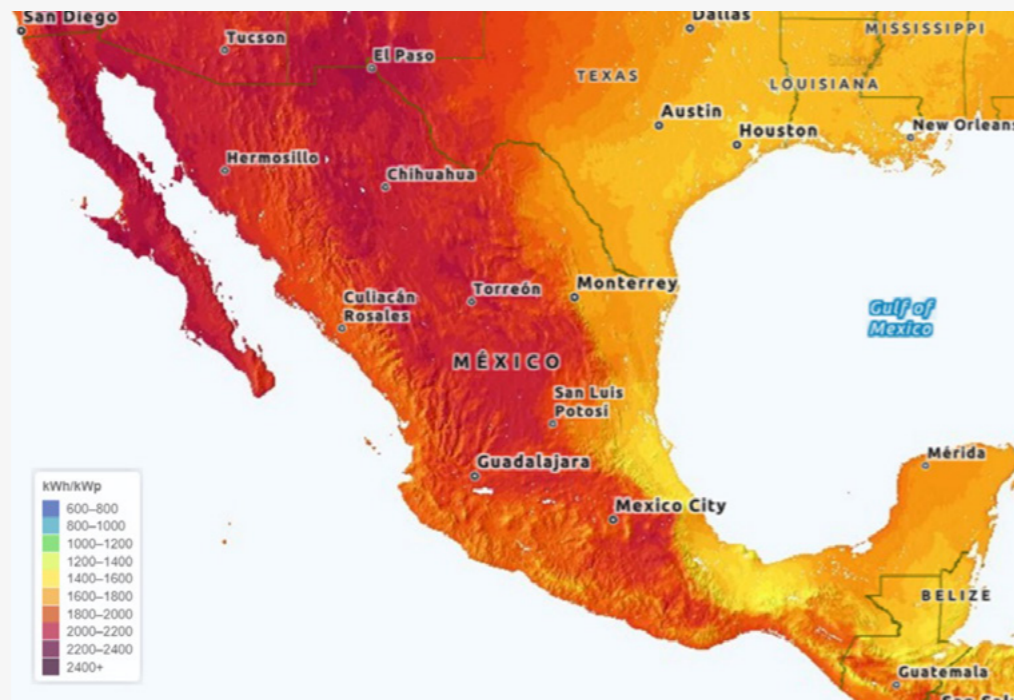
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



Apéndice 6

» Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático¹¹. Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos que confluye con la generación renovable no convencional, el despliegue de recursos energéticos descentralizados con una participación más activa de los consumidores, el desarrollo y difusión de la digitalización de los sistemas (redes y medición inteligentes) en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, almacenamiento o movilidad eléctrica). Esos y otros aspectos están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico muy diferente del que se ha conocido en las últimas décadas.

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

¹¹ Existen, en la literatura, numerosas definiciones similares, que pueden variar en detalles, pero que mantienen el núcleo de lo que significa la transición energética. En particular, esta fue tomada de la web del Gobierno argentino (<https://www.argentina.gob.ar/cnea/destacados/transicion-energetica-y-tecnologia-nuclear/que-es-la-transicion-energetica>).

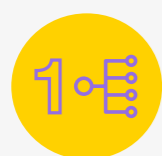
importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

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

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

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

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



Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

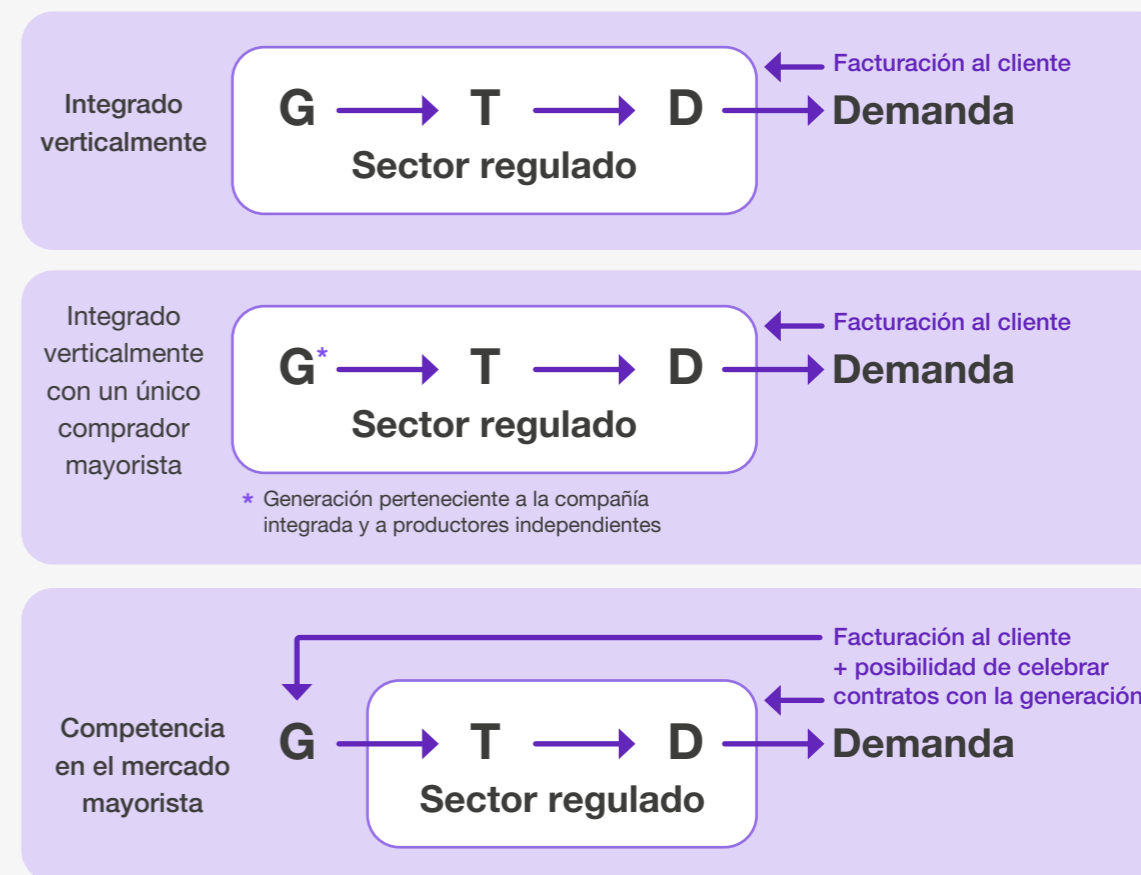
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

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

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

FIGURA A 6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Segundo criterio: políticas de transición energética

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

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

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

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

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

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

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

▶ **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del transporte, también relevada y proyectada, muestran la necesidad de contar con elementos regulatorios que aporten incentivos para acelerar la evolución de la electromovilidad.

▶ **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.

▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de la GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven

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

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



Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

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

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

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

- ▶ **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:
 - Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.
 - Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear las expectativas de los agentes y señalar con más eficacia los objetivos de descarbonización. Este tipo de planeamiento puede verse complementado con la incorporación predefinida de fuentes renovables a través de subastas.
 - Vinculante, en sistemas integrados verticalmente y con inversión centralizada. Este tipo permite un alineamiento total con objetivos de descarbonización, pero no internaliza los beneficios de la diversidad de agentes en el sector (mejoras de eficiencia e innovación tecnológica).
- ▶ **Inclusión de la generación distribuida (GD) en la planificación y la regulación sectorial.** Se ha dividido el análisis en dos tipos de generación distribuida:
 - Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.
 - Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban en 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es

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

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

Apéndice 7

» Propuesta metodológica



Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

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

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

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

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

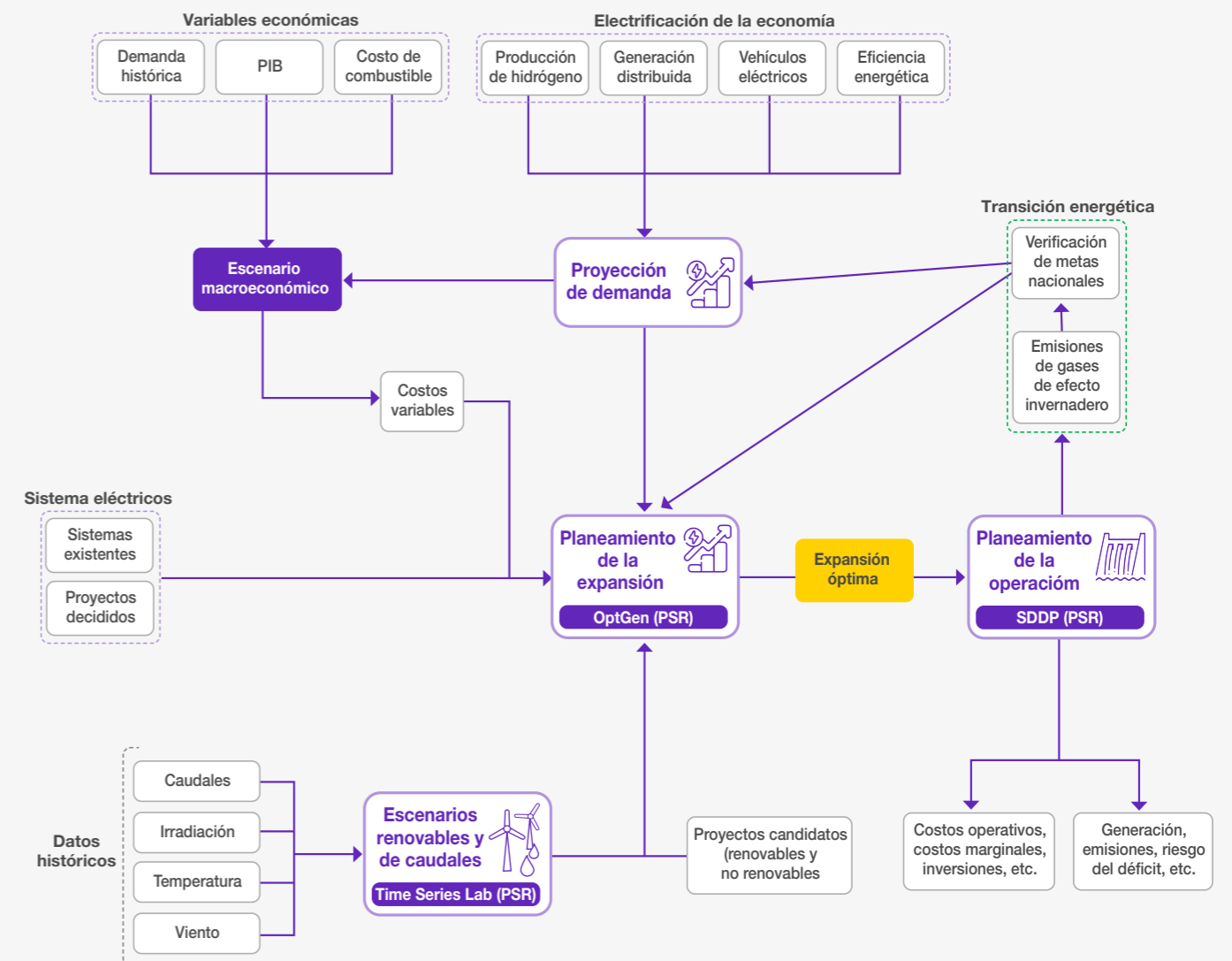
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros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

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

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

FIGURA A 7.1

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



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

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

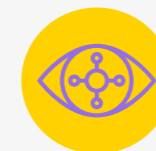
Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación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

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

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

FIGURA A 7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



Visión general de la metodología

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

▶ Etapa 1. Escenarios de demanda

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

A. Demanda “tradicional” de electricidad

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

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

B. Demandas suplementarias

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

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

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

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

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

C. Emisiones de referencia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Función objetivo

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

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

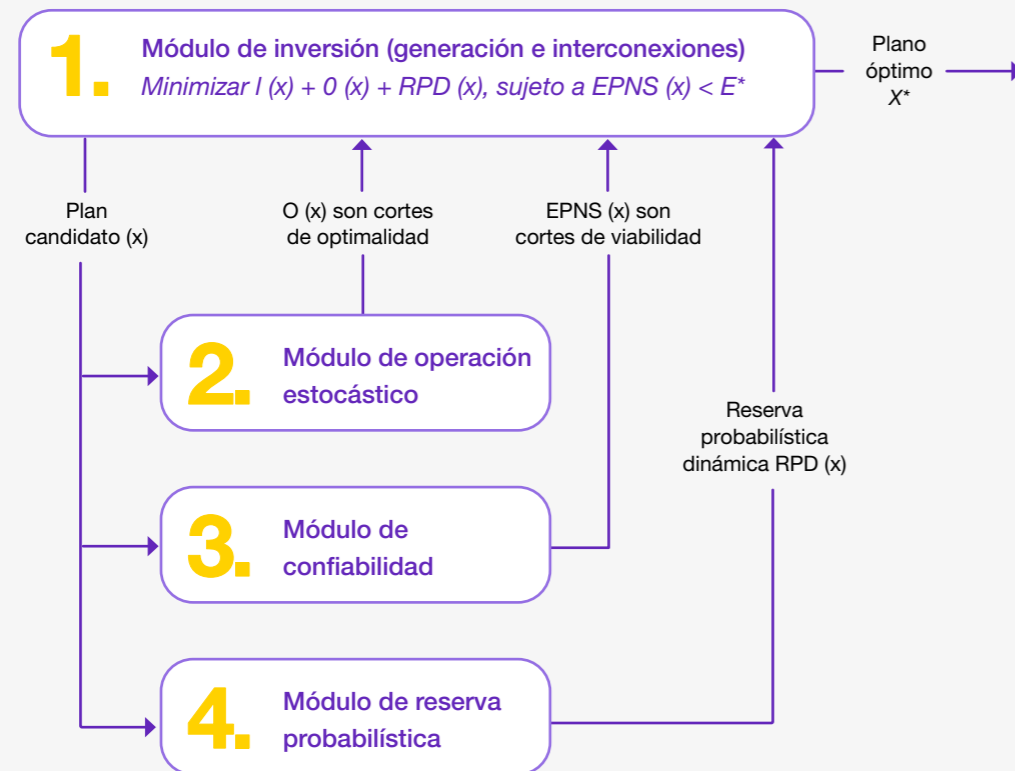
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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.

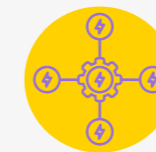
► Modelo de proyección seleccionado

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.



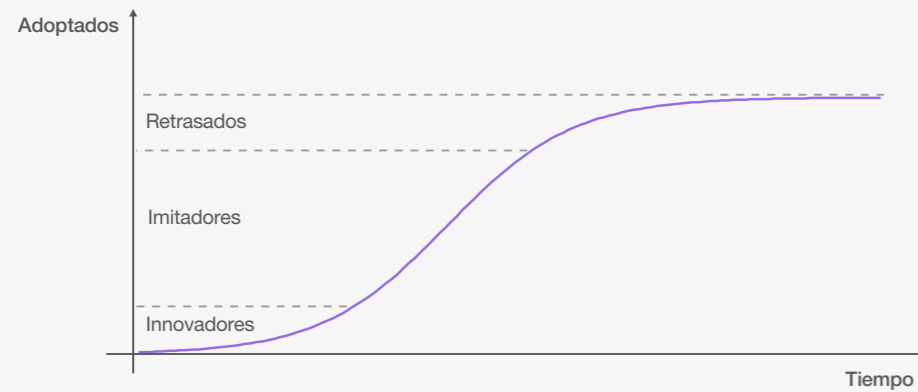
Generación distribuida

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 incluido en la estimación de este mercado es el atractivo económico, el cual se ve impactado por el costo de inversión de la tecnología y de las tarifas eléctricas que pagan los consumidores.

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

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

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

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

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

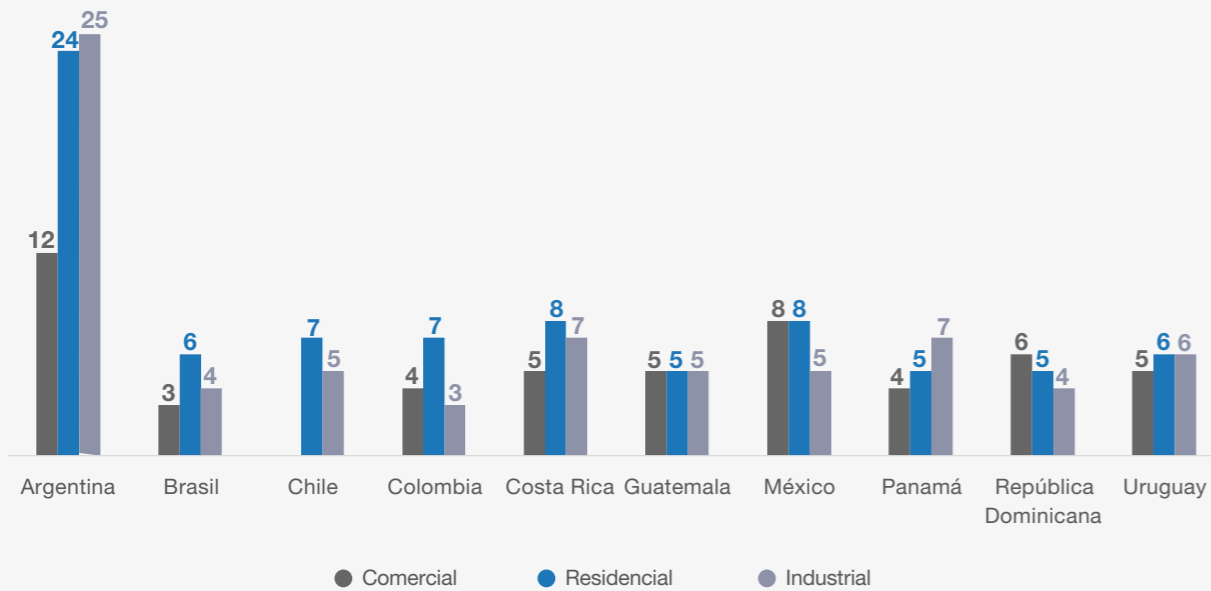
SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

TPM: tiempo de *payback*, calculado en años

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

GRÁFICO A 8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



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

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO¹² 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 México, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

¹² El acrónimo corresponde al operador independiente del sistema de California. El estudio mencionado (CAISO, 2021) sirvió de base para una ley de cambio regulatorio presentada en el documento “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs” de octubre de 2022.

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

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

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

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

Siendo:

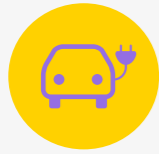
F(t): la función de distribución acumulada;

p: el coeficiente de innovación;

q: el coeficiente de imitación.

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

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



Electromovilidad

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

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

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

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

Siendo:

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

p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

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

FIGURA A 8.2

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

ETAPA 1

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

ETAPA 2

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

ETAPA 3

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

ETAPA 4

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

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

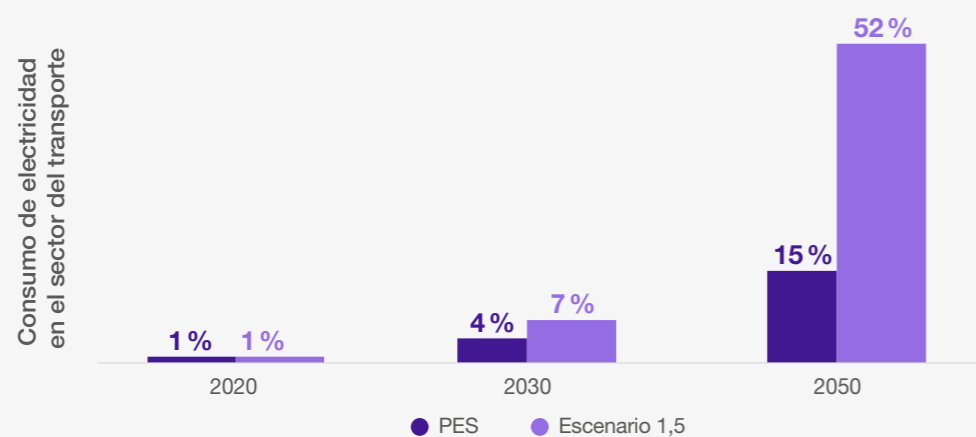
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

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

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

GRÁFICO A 8.2

Consumo de electricidad en el sector del transporte



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

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

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

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

FIGURA A 8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA

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



Hidrógeno verde

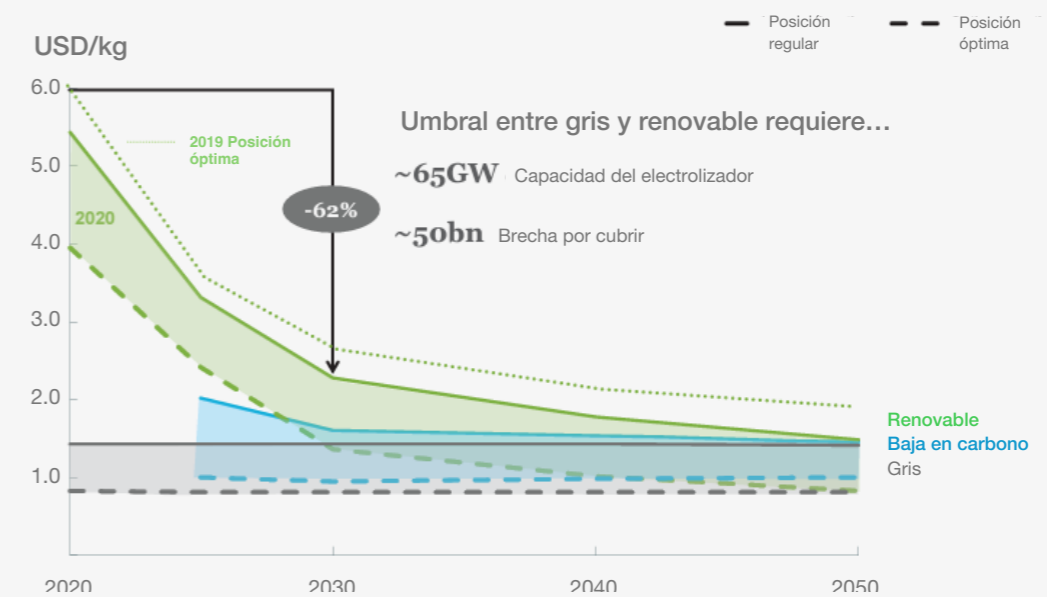
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados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

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [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 ¹³. 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.

¹³ 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

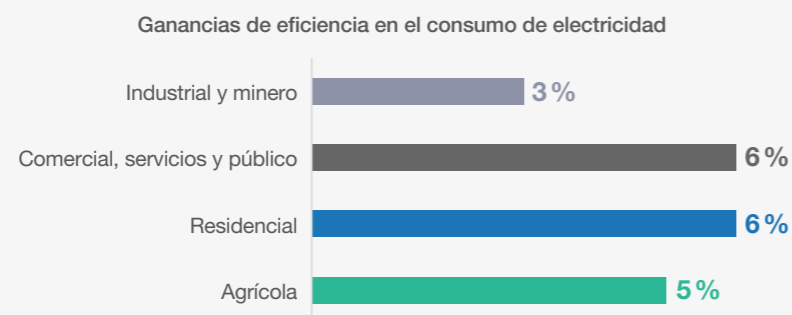
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

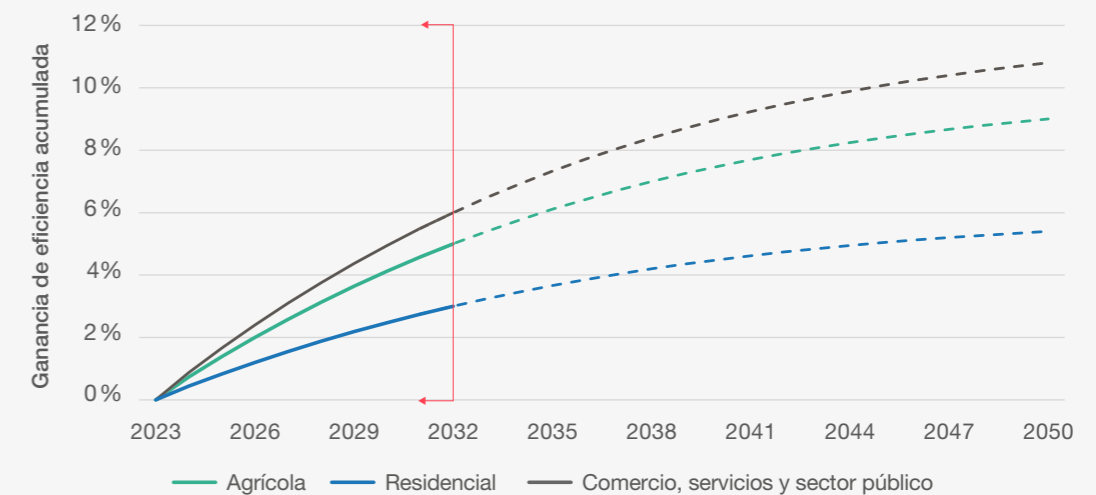


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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



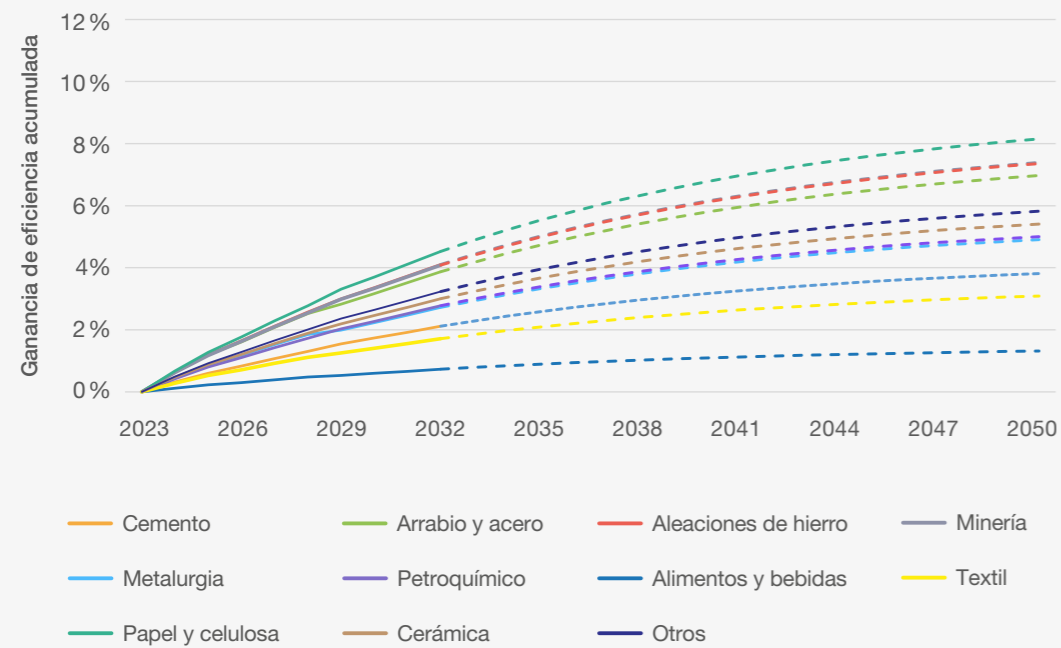
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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. El componente de costo de esos productos es, en muchos casos, altamente dependiente de los precios practicados en los mercados internacionales, ya sea porque el combustible es de hecho importado, sea porque el mercado internacional es percibido como un costo de oportunidad para las transacciones domésticas.

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

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



Supuestos de oferta

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

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

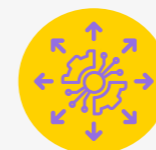
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas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

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

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

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

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



Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

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

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

► Infraestructuras de transmisión

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

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

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

► Coste de la infraestructura de transmisión

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

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

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

CUADRO A 8.1

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

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

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2¹⁴.

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.

¹⁴ 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:

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

Siendo:

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

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

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

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

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



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

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

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

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

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

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

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

▶ Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

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

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

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

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

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

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

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

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

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

FIGURA A 8.5

Esquema típico de AMI



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

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

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 SCADA¹⁵. 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.

¹⁵ 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 México 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 México, 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	77.999	50.488	596.453
2040	176.059	78.374	1.026.910
2050	318.240	103.126	1.507.429

Metodología para estimar una red de cargadores públicos

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

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

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

CUADRO A 8.6

Parámetros de las estaciones de recarga

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

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

CUADRO A 8.7

Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

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

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

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

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

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

GRÁFICO A 8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

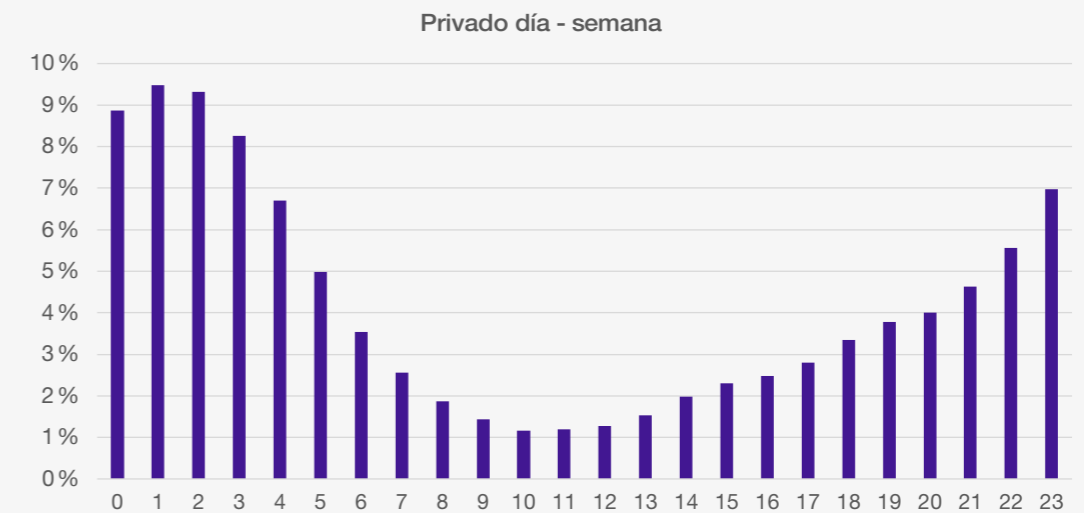
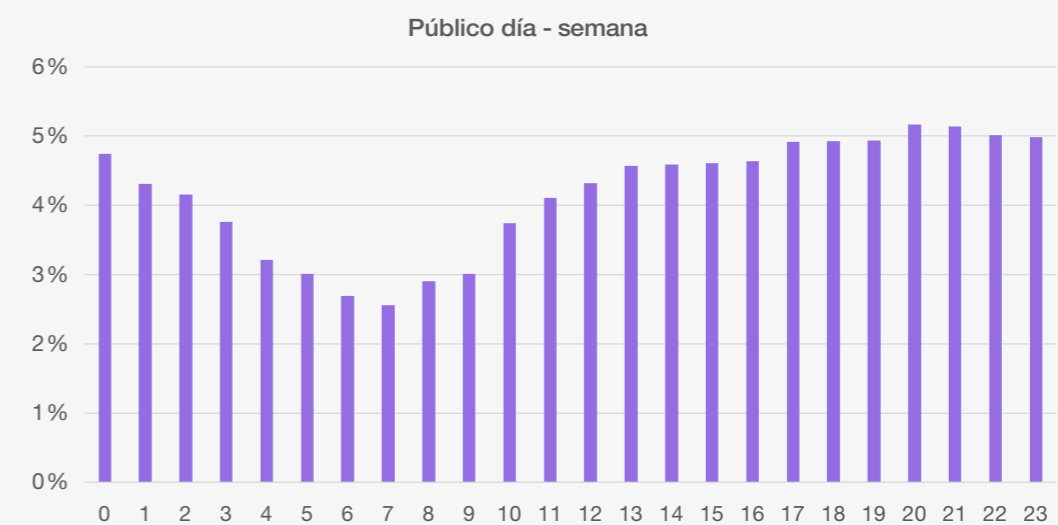


GRÁFICO A 8.8

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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

FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



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

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

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

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

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

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

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

CUADRO A 8.8

Datos de distribuidoras de Chile

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

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

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

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

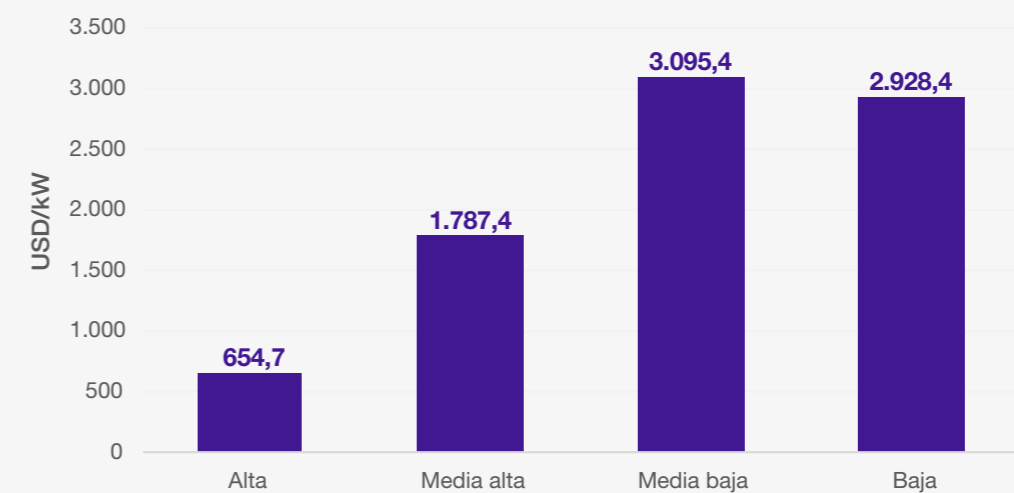
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

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

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

GRÁFICO A 8.9

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



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

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

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

