

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-03098

Hacia la carbono neutralidad del sistema eléctrico peruano

Lina Escobar Rangel
Patricia Elliot

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Marzo 2025



Hacia la carbono neutralidad del sistema eléctrico peruano

Lina Escobar Rangel
Patricia Elliot

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Marzo 2025



Escobar Rangel, Lina.

Hacia la carbono neutralidad del sistema eléctrico peruano / Lina Escobar Rangel, Patricia Elliot.

p. cm. — (Nota Técnica del BID ; 3098)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Renewable energy sources-Peru. 2. Wind power-Peru. 3. Carbon dioxide mitigation-Peru. 4. Energy policy-Peru. 5. Energy development-Environmental aspects-Peru. I. Elliot, Patricia. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie. IDB-TN-3098

Códigos JEL: O13, P18 y Q42

Palabras clave: Energía renovable, mercado de hidrógeno, inversión, ciencia y tecnología, energía, neutralidad de carbono, red eléctrica, política energética, gas natural, energía sostenible y movilidad eléctrica

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2025 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





Hacia la

carbono neutralidad

del sistema eléctrico
peruano



Agradecimientos

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, la cual tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe.

Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). El líder del equipo de trabajo es Lina Escobar Rangel con el apoyo de Patricia Elliot. El equipo valora los comentarios y revisión de Lenin Balza, Matias García, Javier Beverinotti y Miguel Alzamora del Banco Interamericano de Desarrollo. El equipo agradece a la firma PSR, la cual desarrolló los modelos de optimización utilizados en este reporte, la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) del Ministerio de Energía y Minas por los comentarios y aportes en la definición de supuestos iniciales y al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES) por la valiosa información suministrada.

Resumen Ejecutivo





Este documento analiza las inversiones necesarias para que el sistema eléctrico peruano alcance la carbono neutralidad a 2050, a través del contraste de planes de expansión óptimos de generación y transmisión para un escenario de referencia (Caso Base) y dos escenarios de transición energética. De estos dos últimos, en uno se impone una restricción de cero emisiones del sector eléctrico a 2050 (Neto Cero); en el otro escenario, se contempla la misma restricción, pero supone un nivel de demanda mayor (47% más alta) como resultado de la electrificación de ciertos renglones de la economía (Neto Cero AE)¹.

Los resultados de este ejercicio muestran que la expansión óptima en el corto y mediano plazo del sistema eléctrico peruano se sustenta en centrales renovables no convencionales, en particular la generación eólica y solar. En el largo plazo (2040 en adelante), el sistema eléctrico requiere activos que le permitan tener flexibilidad, las elecciones en el caso peruano son: las centrales a gas, las plantas hidráulicas o el almacenamiento.

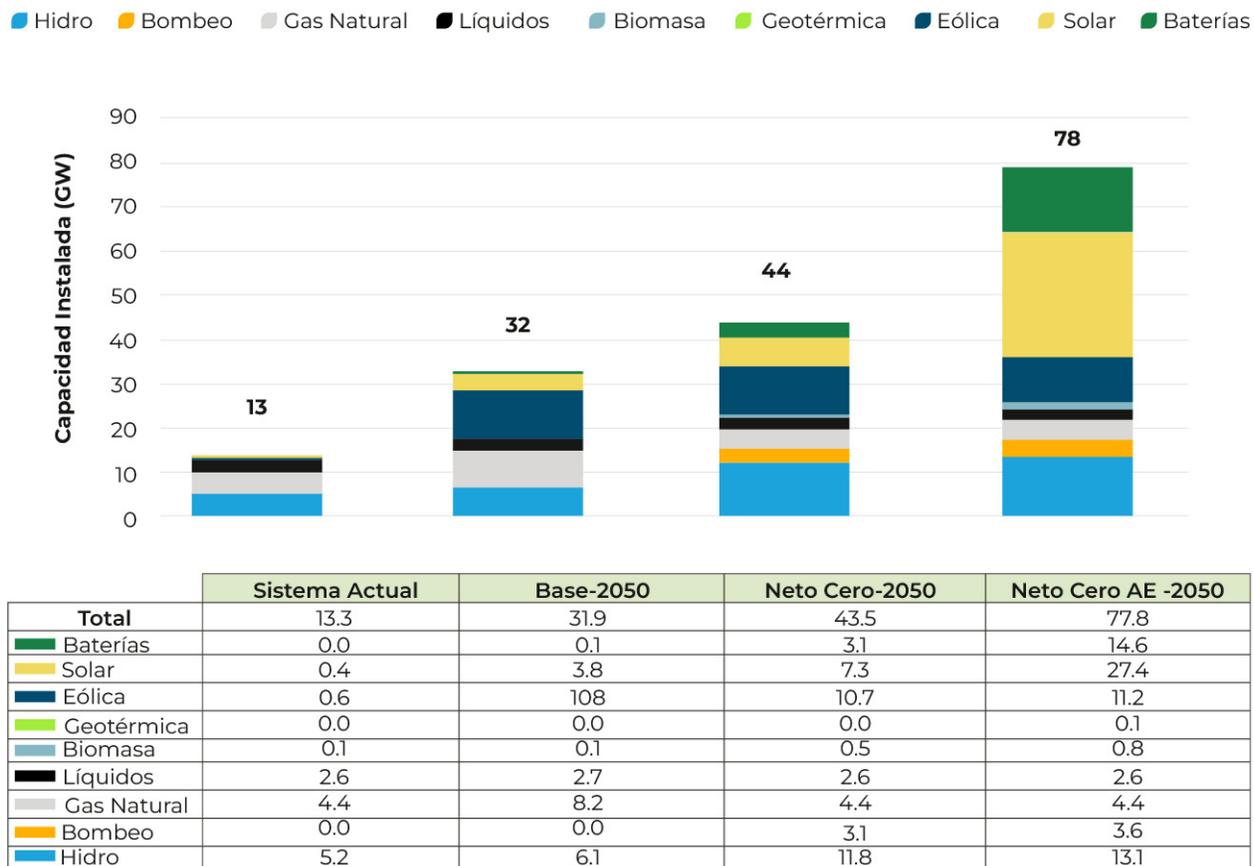
En el Caso Base, el crecimiento de mínimo costo de la capacidad instalada son las centrales eólicas y luego en solares. El modelo selecciona centrales de gas natural flexibles para proveer respaldo de potencia y flexibilidad al sistema a partir de 2040. En este escenario de referencia, el sistema evoluciona desde los 13 GW actuales de capacidad hasta 32 GW en el año 2050, con una participación de renovables no convencionales del 45%.

En el escenario Neto Cero, que considera la descarbonización del sistema eléctrico para atender la misma demanda del Caso Base, en lugar de seleccionar centrales a gas en el largo plazo, la restricción en las emisiones aumenta la competitividad de las centrales hidroeléctricas quienes duplican su capacidad instalada (11,8 GW de capacidad instalada en 2050, vs 6,1 GW en el Caso Base). Un comportamiento similar se observa también para las plantas solares, con una capacidad instalada al final del estudio de 7,3 GW, frente a los 3,8 GW observados en el Caso Base. Esta restricción también habilita la inserción de las tecnologías de almacenamiento - en particular, las plantas de bombeo, con un desarrollo de más de 3 GW. El parque de generación bajo este escenario requiere 12 GW adicionales al Caso Base para atender el mismo nivel de demanda.

En el último escenario, Neto Cero AE, la demanda más alta y la limitación de la generación termoeléctrica llevan a una expansión renovable mucho más acelerada, con mayor capacidad de centrales solares y baterías para atender los incrementos de electromovilidad e hidrógeno verde. La capacidad instalada del Caso Neto Cero AE requerida aumenta a 78 GW en el año 2050.

¹ Los planes óptimos de los 3 escenarios analizados son el resultado de herramientas computacionales avanzadas de modelado de sistemas eléctricos: OPTGEN (expansión de la generación); OPTNET (expansión de la transmisión) y SDDP (simulación del despacho óptimo del sistema a largo plazo), desarrollados por la firma brasileña PSR.

Figura 2-3. Capacidad Instalada total del sistema actual; y de los Casos Base y Neto Cero al 2050.
Elaboración propia.



El estudio muestra que la introducción de renovables no convencionales no solamente representa la alternativa más eficiente para la generación en Perú, su inclusión en el portafolio también diversifica la matriz eléctrica geográficamente, pues hoy se encuentra concentrada en el centro del país. En todos los escenarios simulados, la localización de la capacidad termina siendo repartida de forma similar en el centro, norte y sur del país.

Con respecto a la generación de energía, los escenarios simulados muestran que el sistema peruano evoluciona desde una condición hidrotérmica a uno con alta contribución de renovables. En el Caso Base, en el año 2050, las renovables (incluyendo hidro) producen el 76% de la energía eléctrica y se complementa con el 26% de gas natural. Para el Neto Cero, la hidroelectricidad domina la generación con 47% de participación, seguida por las eólicas (35%) y las solares (17%), además de una pequeña participación de centrales a biomasa (2%). Finalmente, en el Neto Cero AE, la tecnología solar emerge como la más importante del sistema, representando 40% de la producción total en el año 2050, seguida de hidroeléctricas (33%), eólicas (24%) y biomasa (2%).

Ilustración 1. Generación por tecnología en 2024. Elaboración propia

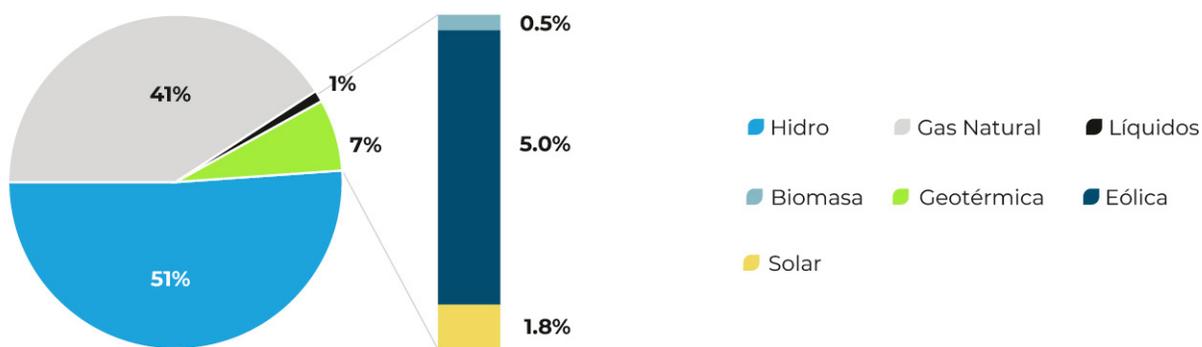
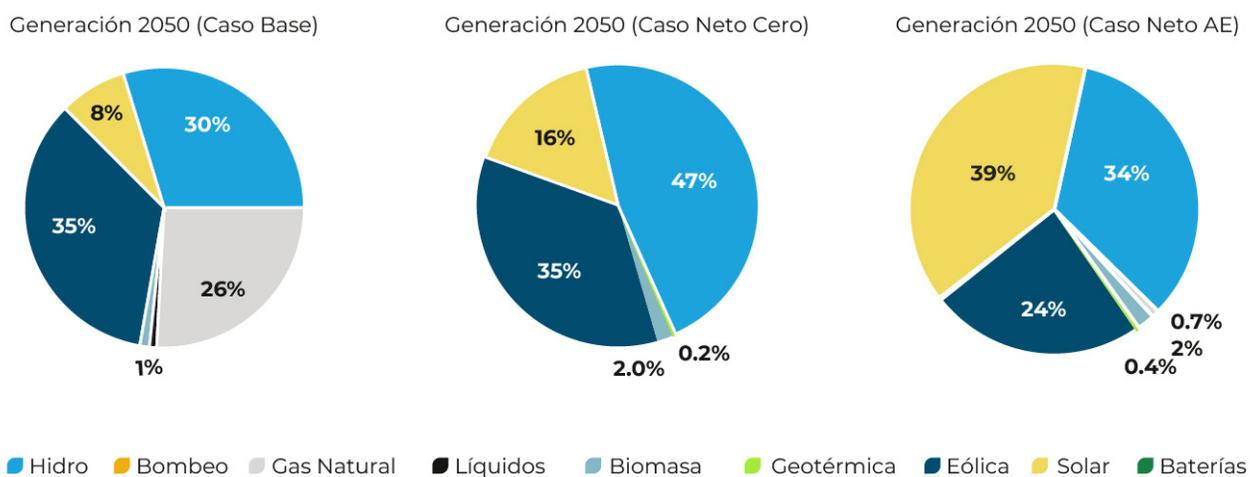


Ilustración 2. Generación por tecnología al 2050 en los Casos Base, Neto Cero y Neto Cero AE. Elaboración propia.



En cuanto a las emisiones y los costos de la descarbonización se encontró que en el Caso Base se reduce la intensidad de emisiones del sistema eléctrico peruano, desde niveles iniciales de alrededor de 150 tCO₂/GWh a niveles del orden de 85 tCO₂/GWh, en los últimos años del estudio. Es decir que el Perú tiene la posibilidad de reducir su factor de emisión en 43% a medida que cubre su demanda a mínimo costo.

Los dos escenarios de transición energética, por construcción, alcanzan niveles de intensidad de emisiones de neto cero. Las emisiones acumuladas evitadas del caso Neto Cero son del orden de 101 MtCO₂. Estas emisiones evitadas implican un incremento de 17% en los costos totales por lo que la mitigación de las emisiones acumuladas tiene un costo promedio de 18 USD/ tCO₂.

Con respecto al escenario Neto Cero AE, que además de un objetivo de descarbonización considera una electrificación de la economía, presenta un ahorro de 83 MtCO₂ frente al Caso Base. Este último escenario tiene costos totales 68% más altos lo que resulta en un costo unitario de tonCO₂ evitada del orden de 87 USD/tCO₂, sin embargo, hay que hacer la claridad que no se tienen en cuenta la reducción de emisiones de los sectores electrificados.

Introducción



La transición energética es uno de los pilares de la estrategia de la lucha contra el cambio climático. Lo anterior, porque el 73% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial provienen del sector energético, que incluye la generación de electricidad, la producción de calor y el transporte; actividades en las que los combustibles fósiles tienen una alta participación. En este sentido, la transición energética se entiende como el proceso de adopción de nuevas tecnologías que permitan producir y consumir energía sin la combustión de energías fósiles y, por ende, sin emisión de gases de efecto invernadero.



Dada la alta participación de las emisiones resultantes de la producción de energía eléctrica a nivel mundial, el primer paso propuesto para la descarbonización es la introducción de fuentes renovables en esta actividad, como lo son la energía solar y la eólica. El segundo paso es la electrificación de usos finales en la producción de calor, acondicionamiento térmico y transporte liviano de pasajeros. A largo plazo, las apuestas se concentran en la captura de carbono y la producción de nuevos combustibles como el hidrógeno verde.

América Latina se encuentra en una posición particular frente a la transición energética. Por un lado, es una región vulnerable al impacto del cambio climático, por aumento de la probabilidad de ocurrencia e intensidad de sequías generalizadas, incendios, deforestación, ciclones, entre otros; por lo que existe interés por contribuir a mitigar el aumento de temperaturas. Pero por el otro, es un territorio con una baja contribución histórica a las emisiones globales de gases de efecto invernadero y es tomadora de tecnología, por lo que su aporte en materia de reducción de emisiones depende de qué tan convenientes son las nuevas tecnologías de la transición en el contexto local.

En este sentido, este documento tiene como objetivo dar elementos que permitan estimar los costos que tendría la transición energética en el sector eléctrico peruano con una mirada de largo plazo. En el marco de este ejercicio, la transición energética se entiende como un proceso de dos pasos. El primero se puede pensar como la introducción de una restricción de emisiones de CO₂ en la producción de energía eléctrica, y el segundo como la mayor demanda proveniente de sectores que se electrifican como el transporte y la industria.

Para dar contexto sobre el sector eléctrico peruano en el marco de la transición energética, hay que señalar que 4% de las emisiones del país² provienen de esta actividad, dado que actualmente el parque generador hidráulico representa el 51% de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN (13 GW).

² Informe-INGEI-2019-VF_2.pdf (minam.gob.pe)

Por otro lado, en la última actualización de su NDC³, el Perú se ha comprometido a reducir en 40% sus emisiones al 2030⁴. De hecho, las acciones de mitigación para el sector eléctrico propuestas en la NDC ya consideran la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable para la generación de energía eléctrica, ratificando la voluntad de Perú en contribuir a la lucha contra el cambio climático y dando una señal de adopción de tecnologías de la transición energética.

Perú fue pionero en la región en la promoción de renovables con la realización de subastas orientadas exclusivamente a estas tecnologías en 2014, sin embargo, actualmente la participación de las energías renovables no convencionales no supera el 10% de la capacidad instalada. Con la reciente modificación de la Ley 28832 se espera se levanten las limitantes para que estas fuentes de energía compitan en los mismos términos que las tecnologías convencionales, y que, por ende, el desarrollo de estos proyectos hasta ahora se ha concentrado en atender las demandas de grandes clientes industriales también puedan suplir los consumos de los usuarios residenciales.



En este contexto, en este documento se evalúa cuál es el mix de expansión de generación óptimo del sistema eléctrico peruano, con el fin de concluir si las energías renovables no convencionales como la solar y la eólica son competitivas para este mercado. El ejercicio consiste en el cálculo de las inversiones mínimas necesarias en generación y transmisión, determinadas en un modelo de expansión óptima de 2024-2050, que garantizan una operación confiable del sistema eléctrico.

Para ello, se estima la expansión óptima de generación y transmisión en tres (3) escenarios, el primero (Caso Base) es un escenario de crecimiento de demanda tendencial en el que no se introduce ninguna restricción de emisiones. En el segundo escenario, se impone una restricción de alcanzar el neto cero en 2050 (Neto Cero) con el fin de comparar los resultados de inversiones y costos marginales con el primer escenario, y en el tercer escenario, además de esta restricción se supone que hay electrificación de usos finales, por lo que se considera un crecimiento de demanda mayor que los dos escenarios precedentes.

El documento está organizado en 5 secciones, incluida esta introducción. A continuación, se presenta la metodología y supuestos utilizados en los 3 escenarios. En seguida se comparan los resultados de la expansión en generación y en el capítulo siguiente los de transmisión. Finalmente se concluye. Es preciso mencionar que este trabajo contó con la participación de la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas del Perú quienes colaboraron con la formulación de los supuestos, así como el suministro de información para los modelos.

Antes de continuar, es preciso señalar que este estudio se desarrolló con recursos de asistencia técnica que el Banco Interamericano de Desarrollo provee al Gobierno de Perú al Ministerio de Energía y Minas, bajo la cooperación técnica “Apoyo a la Transformación del Sector Energético Peruano” (ATN/CN-18385-PE).

³ Contribución Nacional Determinada (Nationally Determined Contribution - NDC) por sus siglas en inglés

⁴ <https://www.gob.pe/institucion/minam/informes-publicaciones/1682641-reporte-de-actualizacion-de-las-ndc-del-peru-al-2030>

Metodología del estudio



Objetivos y enfoque metodológico



La transición energética se considera como un proceso caracterizado por dos momentos: la descarbonización del parque generador y la electrificación de otros sectores que hoy operan con combustibles fósiles, como lo son el transporte y la generación de calor en la industria y otros procesos. En este sentido, el objetivo de este informe es identificar el costo incremental de cada uno de estos pasos con una mirada al 2050.

Para ello, se construyen 3 escenarios en los que se analiza la potencial evolución del sistema eléctrico peruano a través de una selección óptima (mínimo costo total) de las centrales de generación e inversiones en transmisión que deben construirse para satisfacer la demanda esperada con un nivel de confiabilidad dado.

La lógica detrás de los 3 escenarios analizados es incremental. El Caso Base corresponde al escenario de mínimo costo total, pues el modelo no contempla ninguna restricción. El segundo escenario (Neto Cero) asume que se dan señales para alcanzar la carbono neutralidad en el sector eléctrico, pero no hay avance en la electrificación de otros consumos y finalmente, en el tercer escenario (Neto Cero AE), se asume una restricción de carbono neutralidad en la generación de energía eléctrica, junto con un aumento de demanda eléctrica proveniente de los sectores de transporte e industria.

En cada escenario se obtiene un plan de expansión óptimo de largo plazo, que describe los proyectos de generación y transmisión que deben construirse. El plan de expansión óptimo es que el que minimiza los costos de **(i) inversión (capital) y de operación (combustible, operación y mantenimiento, etc.) de las centrales de generación y (ii) las penalidades relativas a la energía no suministrada**⁵. Con estos resultados, se puede comparar el costo incremental de alcanzar una meta de carbono neutralidad en la generación a 2050 y el de satisfacer una mayor demanda por la electrificación de sectores.

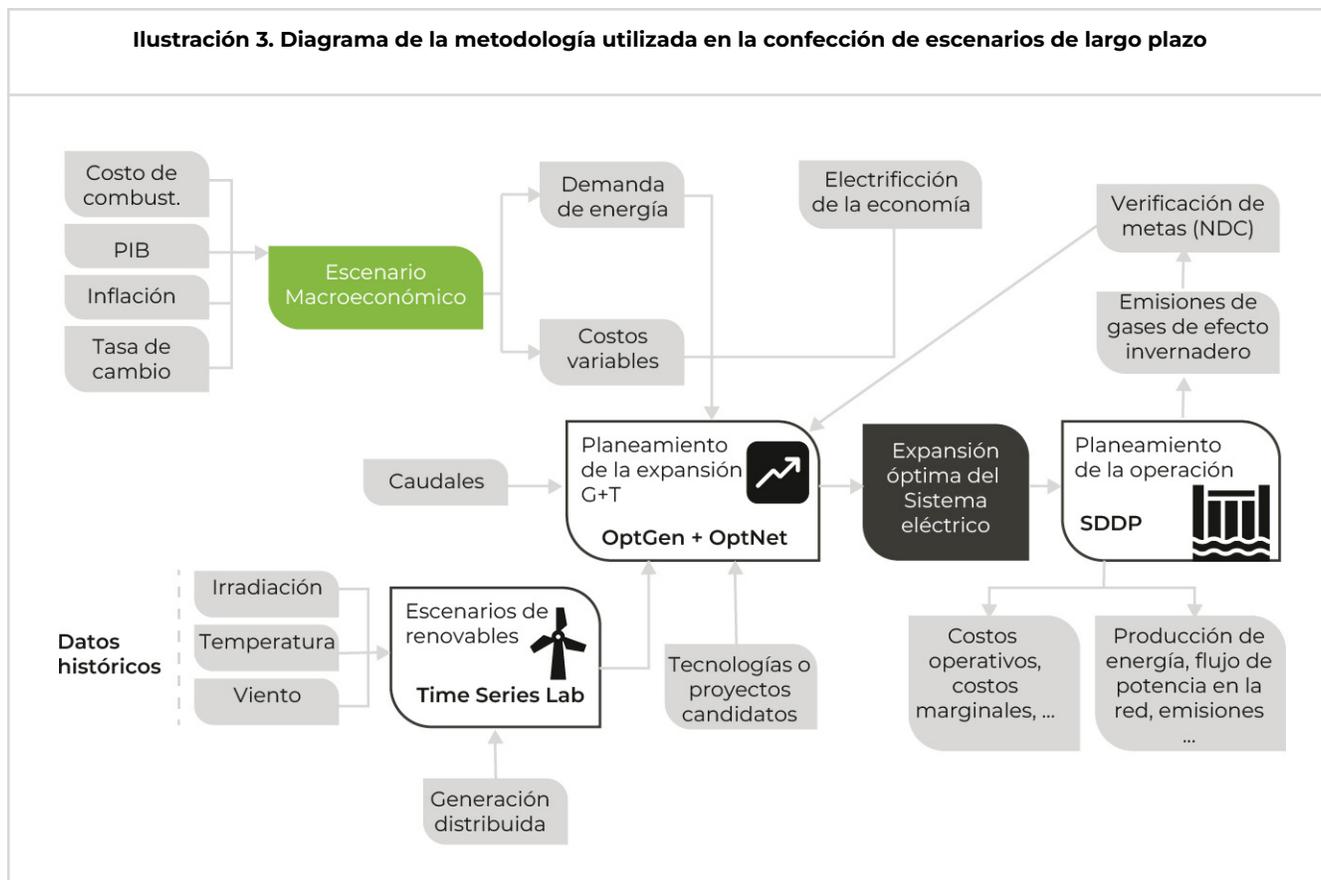
El modelo parte de una proyección de demanda a largo plazo y una caracterización de los activos de generación y transmisión de energía existentes y futuros. En el caso de los activos futuros, cada potencial proyecto de generación se considera como un *candidato*, definiendo sus parámetros técnicos y económicos. Los parámetros económicos de los proyectos de generación se calculan a partir de variables estocásticas tales como la disponibilidad de recursos primarios⁶, (como caudales hidrológicos afluentes, vientos, irradiación solar, biomasa, geotermia etc.) para los proyectos renovables, como los precios de los combustibles para las centrales térmicas. Los modelos para caracterizar los proyectos se presentan en el Anexo 1.

De este ejercicio, además del portafolio de inversiones óptimas, se obtienen los costos operativos, costos marginales, producción de centrales y emisiones de gases de efecto invernadero.

⁵ En este ejercicio, para el plan óptimo de expansión de la generación se utilizó OPTGEN, para la transmisión OPTNET y para la simulación del despacho el modelo SDDP, todos desarrollada por PSR.

⁶ Esto se hace con la herramienta Time Series Lab, desarrollada por la firma brasileña PSR.

En el proceso de selección de proyectos de generación se tienen en cuenta los principales enlaces de transmisión existentes entre zonas del país. Con esta aproximación, es posible seleccionar una entrada de proyectos de generación coherente con la infraestructura de transmisión del país, anticipando las principales inversiones necesarias para acomodar estos nuevos proyectos. El diagrama a continuación presenta de manera esquemática los pasos para aplicación de la metodología propuesta.



Demanda de energía eléctrica en Perú a 2050

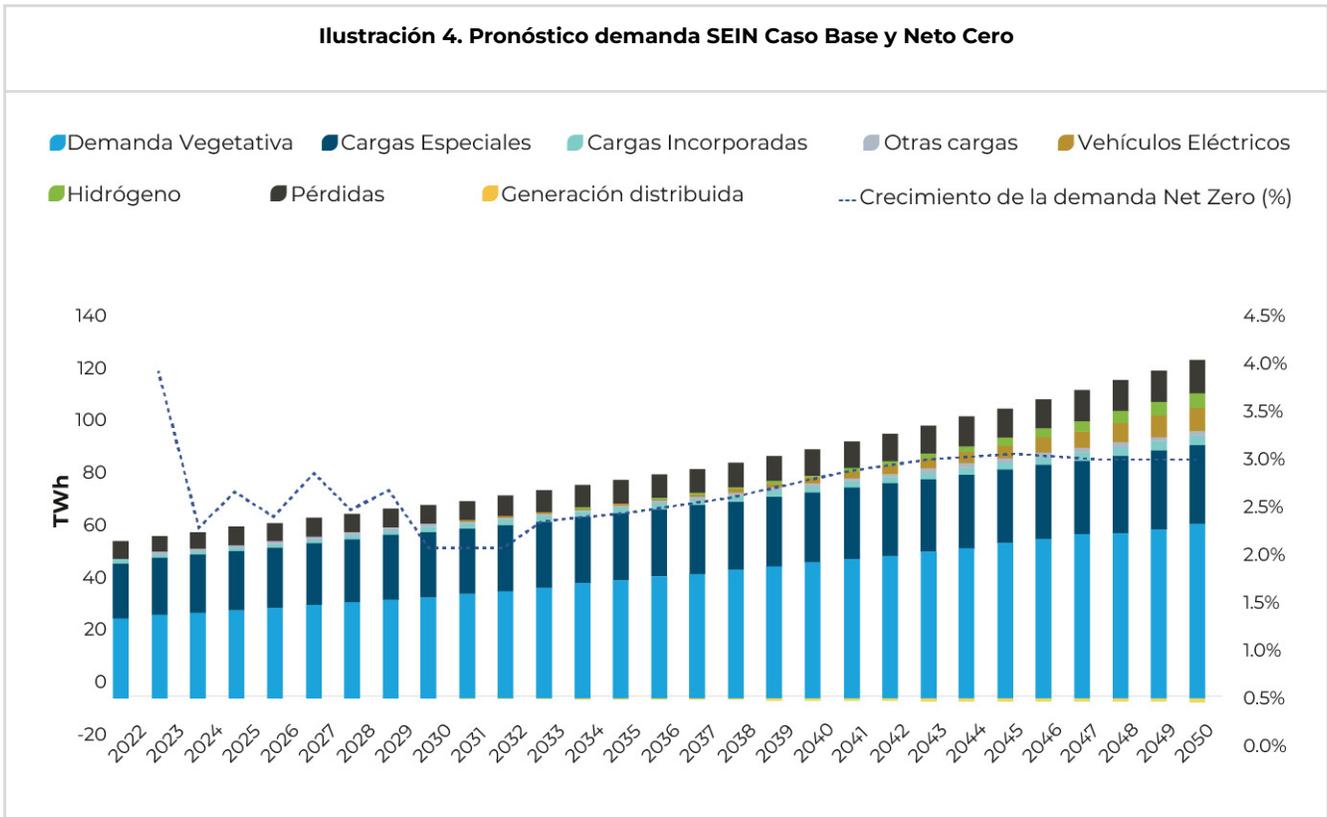
El punto de partida de este ejercicio es la proyección de demanda. Para los 3 escenarios del ejercicio, la demanda contempla: el crecimiento vegetativo, la estimación de cargas especiales del sector industrial, la interconexión de sistemas eléctricos aislados y nuevos elementos asociados a la transición energética⁷.

En este último grupo de elementos se integra: la generación distribuida, el potencial consumo proveniente de la electrificación del transporte, así como de la producción de hidrógeno a partir de electrólisis. Dada la incertidumbre en la evolución de costos de estas últimas tecnologías y de la rapidez del despliegue de ellas en el mercado peruano, se optó por asumir dos trayectorias en su adopción, una lenta (para Caso Base y Neto Cero) y otra más acelerada (para Neto Cero AE).

⁷ Los detalles de la proyección de esta demanda se encuentran en el Anexo 2.

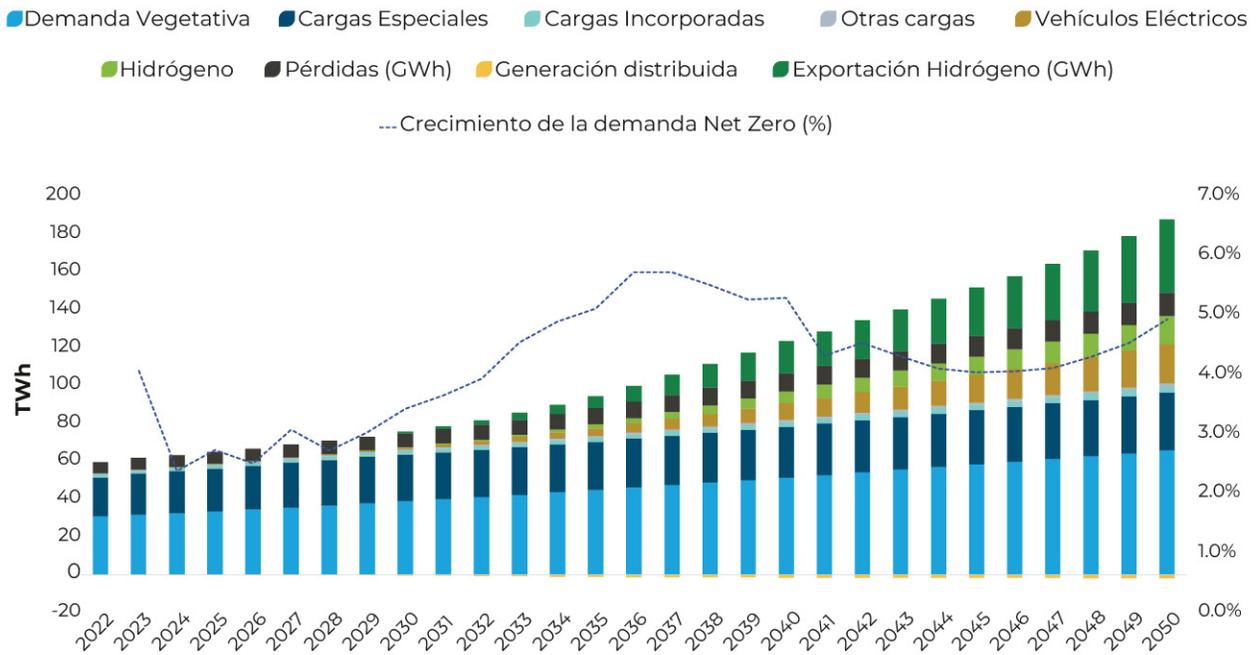
Combinando todos los pronósticos realizados para cada una de las cargas contempladas se obtiene la demanda total para el SEIN para cada escenario. Para los escenarios Caso Base y Neto Cero se estima una demanda total de 127 TWh al 2050, con un crecimiento promedio de 2.8% al largo del horizonte del estudio. En el último año, la demanda total se divide en las siguientes categorías: demanda vegetativa (52%), demanda de los grandes usuarios (24%), vehículos eléctricos (8%), hidrógeno (4%) y cargas incorporadas (3%). Por otro lado, la generación distribuida tiene el potencial de disminuir la demanda total en alrededor de 0.8% al 2050.

Ilustración 4. Pronóstico demanda SEIN Caso Base y Neto Cero



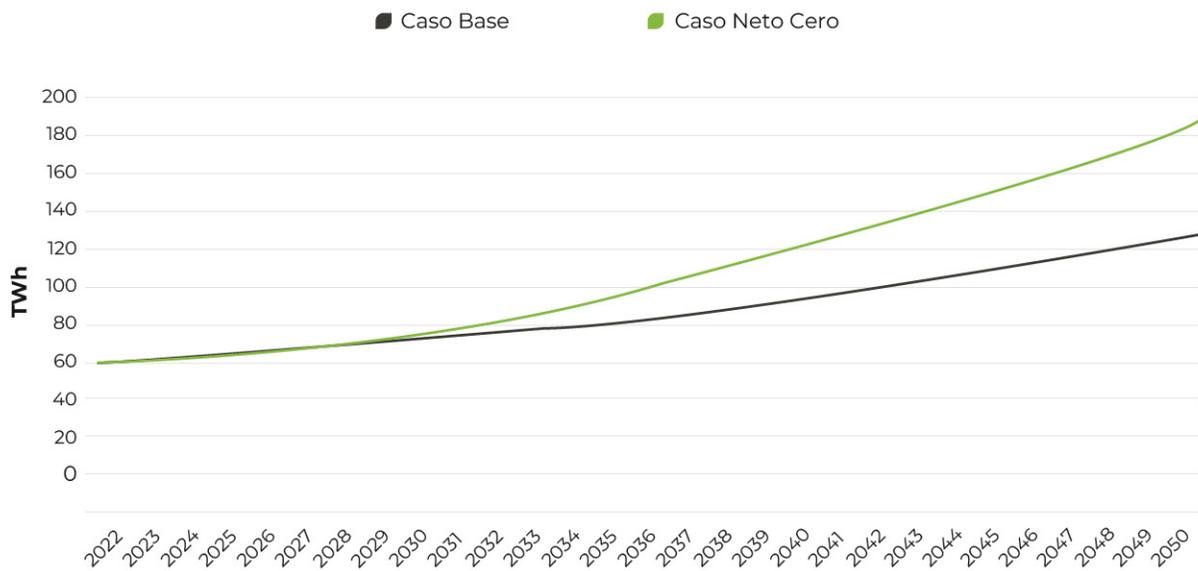
Para el caso Neto Cero AE, la demanda tiene un crecimiento más acelerado por el hidrógeno y los vehículos eléctricos. De esa manera, se estima una demanda de 186 TWh al 2050 – un incremento de 47% con relación al Caso Base al final del horizonte del estudio. En el último año, la demanda total se divide en las siguientes categorías: demanda vegetativa (35%), demanda de los grandes usuarios (16%), hidrógeno para exportación (21%), vehículos eléctricos (11%), hidrógeno (8%) y cargas incorporadas (2%). En el caso Neto Cero AE, la generación distribuida se desarrolla más rápido, por lo que esta tecnología tiene el potencial de disminuir la demanda total en 1.0% al 2050.

Ilustración 5. Pronóstico demanda SEIN Caso Neto Cero AE



La gráfica a continuación compara la demanda final de los dos casos, donde se evidencia el incremento del 47% en la demanda en el año 2050.

Ilustración 6. Comparación pronósticos de demanda



Oferta para la generación eléctrica para Perú al 2050

Una vez determinada la demanda a satisfacer, el siguiente paso de la metodología es definir un portafolio de potenciales proyectos de generación. En este portafolio se consideran los proyectos que ya se encuentran identificados para entrar al sistema y los retiros de capacidad, en el corto plazo. Para el largo plazo, se suponen proyectos candidatos caracterizados por sus costos de inversión y costos variables⁸.

El portafolio inicial del modelo parte de las adiciones y retiros de capacidad que se tenía en información pública disponible a marzo de 2023. En todos los escenarios, se considera una adición total de 499 MW de capacidad eólica, 116 MW de capacidad solar. Adicionalmente, se contempla la adición de 265 MW de hidroeléctricas y 1,525 MW de centrales a gas natural entre 2023-2030. Se considera la entrada de las plantas Nepi y Puerto Bravo en 2030 debido a que se asume la disponibilidad de gas en la región sur con la entrada en operación del SITGAS. Finalmente, se considera el retiro de una central a carbón de 140 MW.

Tabla 1. Adiciones y retiros de capacidad en el corto plazo

Tecnología	Planta	Fecha	Capacidad (MW)
Eólica	Wayra I (extensión)	enero-23	108
	Punta Lomitas	julio-24	260
	San Juan	enero-25	131
Solar	Clemesí	mayo-23	116
	Refin-TG1	enero-23	50
Gas natural	Refin-TG2	enero-23	50
	Nepi	enero-30	705
	Puerto Bravo	enero-30	720
	Nepi (CC)	enero-32	705
	Puerto Bravo (CC)	enero-32	720
Hidroeléctrica	Lorenza	Julio-24	18.7
	Centauro-1	julio-23	9.9
	Centauro-3	julio-25	9.9
	Ayanunga	julio-25	20
	San Gabán 3	febrero-27	206
Carbón	Ilo-2	enero-23	-140

⁸ Los detalles de los proyectos candidatos en la generación se presentan en el Anexo 1.

⁹ Las capacidades mencionadas corresponden a proyectos que ya cuentan con concesión definitiva.

La definición de la expansión óptima en el largo plazo se define a través de proyectos candidatos teóricos a partir de los potenciales de producción de energía del país. Para cada proyecto candidato se definen las características y estructura de costos, tales como CAPEX, OPEX, costos fijos y vida útil¹⁰.

Supuestos de expansión de transmisión

Finalmente, para la expansión de la transmisión se considera como datos de entrada los proyectos vinculantes de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (PT 2023-2032) del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022), ingresando a la red de acuerdo con sus respectivas fechas planificadas.

Los elementos candidatos del modelo son los proyectos no vinculantes del PT 2023-2032, con sus respectivos costos (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022) y otros proyectos candidatos (réplicas de circuitos) evaluados en las simulaciones realizadas en el marco de este estudio, necesarias para verificar la carga de los circuitos, con costos obtenidos de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión en Sistemas de Transmisión (BDME).

Con esta información de entrada, el modelo OptNet optimiza las fechas de ingreso a la red durante el horizonte de planificación, siempre que la decisión del modelo sea por ingreso del candidato. Más detalles de la metodología y supuestos de la expansión de la transmisión se presentan en el Anexo 3.

Resultados de los Planes de Expansión de la Generación: Caso Base y Neto Cero.

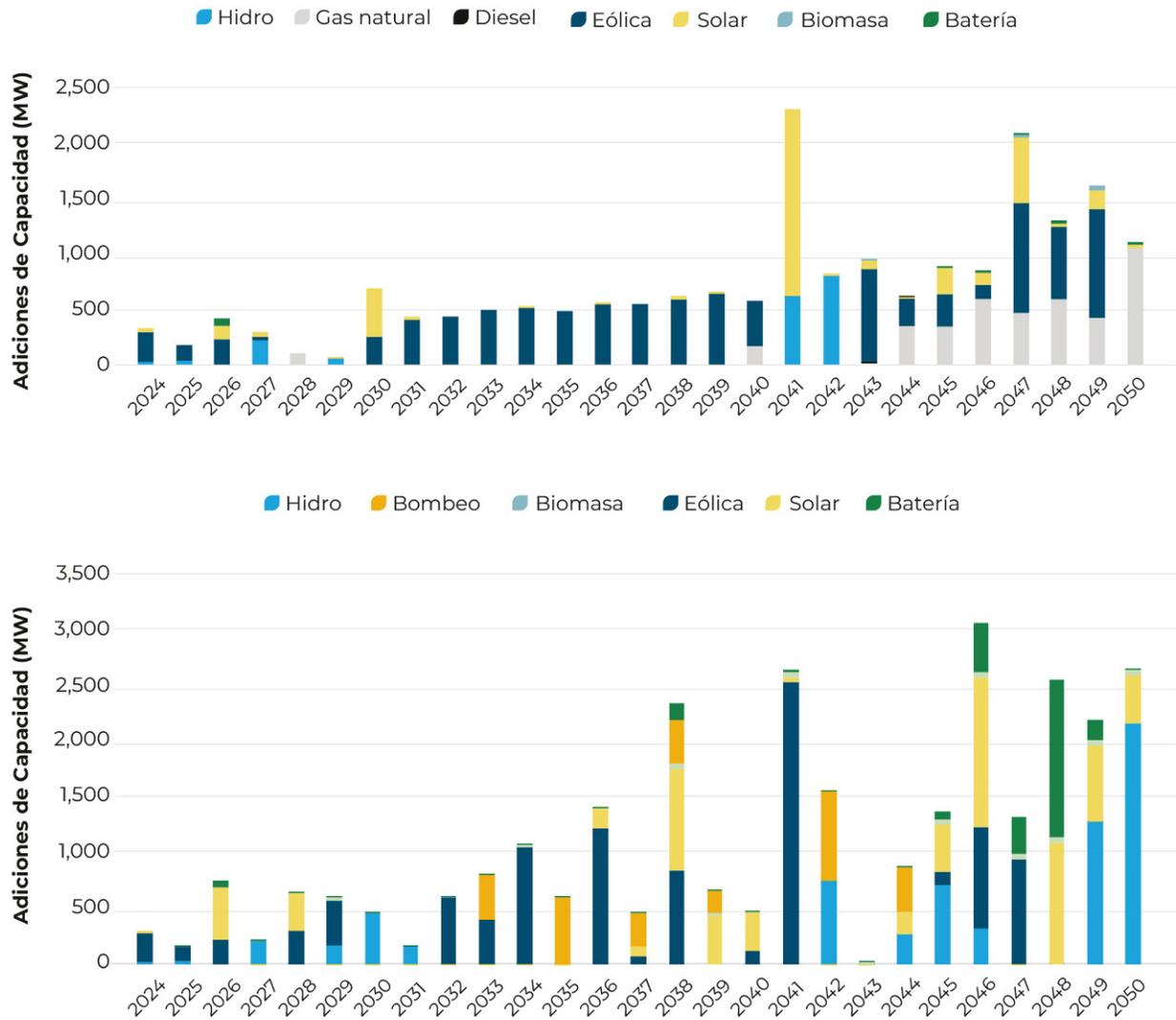
A continuación, se compara la expansión óptima del parque generador peruano en el Caso Base con el de Neto Cero. Este ejercicio permite identificar las tecnologías más competitivas para cubrir la demanda a largo plazo en el Perú, así como cuantificar el efecto que tendría una política de carbono neutralidad a 2050 en la generación de energía eléctrica.

Expansión del sistema: Capacidad instalada y generación

La figura a continuación presenta los resultados de la capacidad óptima agregada al sistema durante el período de estudio en el Caso Base y Neto Cero.

¹⁰ El detalle de los costos de inversión y operación de cada tecnología se presenta en el Anexo 1.

Ilustración 7. Adiciones anuales de capacidad en el Caso Base (Panel superior) y Caso Neto Cero (Panel inferior). Elaboración propia.



Con un crecimiento de la demanda de 2.8% en promedio para el sistema eléctrico peruano de 2023 a 2050, el parque generador pasaría de los 13 GW actuales, a 32 GW (Caso Base). Para alcanzar la carbono neutralidad al 2050, la capacidad necesaria para cubrir ese mismo nivel de demanda esperado requeriría un 35% de capacidad adicional (Neto Cero). El sistema eléctrico peruano evolucionaría a 25 GW en 2040 y 44 GW en 2050, lo anterior debido a los menores factores de planta que caracterizan a las centrales con fuentes renovables.



Sin importar el escenario (Caso Base o Neto Cero), las fuentes y tecnologías más competitivas para abastecer la demanda de energía eléctrica en el Perú son las energías renovables no convencionales, en particular las centrales eólicas y en las solares. Estas dos fuentes dominan la expansión del parque generador peruano a lo largo de las décadas de 2020 y 2030 en ambos escenarios. Esto revela que diversificar las fuentes de energía a través de la entrada de generadores con energía renovable no convencional es eficiente para la expansión del parque generador peruano, incluso sin el establecimiento de una meta de descarbonización.

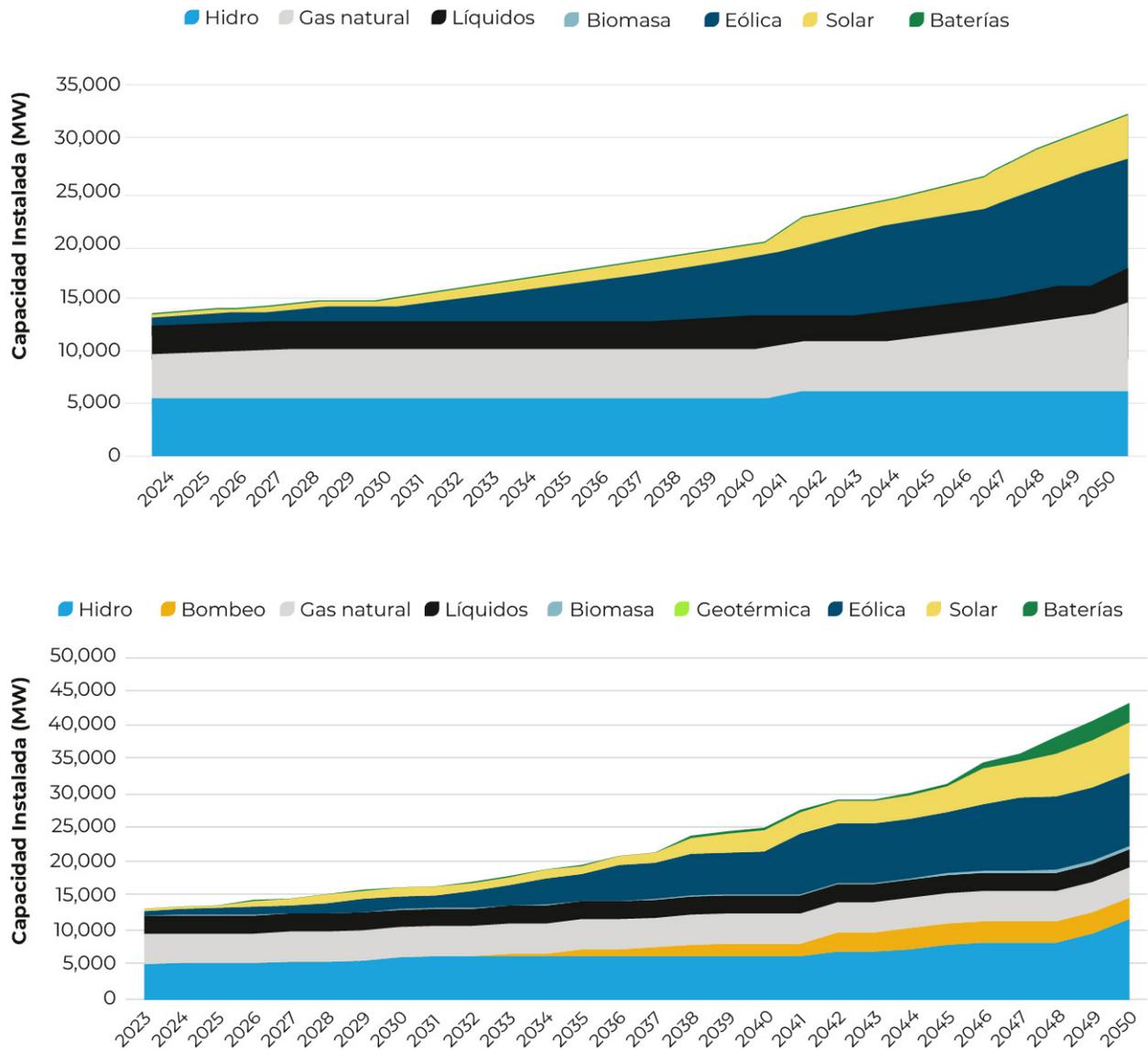
De aquí hasta el 2030, la energía eólica debería ser la protagonista en la expansión, seguida por la generación solar. Nótese que, en el Caso Base, la energía eólica se convierte en la fuente más importante del sistema a 2050 en términos de capacidad instalada (34%), seguida de la energía solar (12%). Ahora bien, con una meta de carbono neutralidad (Neto Cero), la energía eólica se complementa con la hidráulica y más proyectos solares.

Con este nivel de demanda esperado, la decisión clave para el sistema eléctrico peruano es a mediano plazo (2040). La introducción de renovables hará que el sistema requiera activos que le permitan al sistema operar de forma flexible hacia 2035-2040, para ello hay tres tecnologías que pueden hacerlo: las centrales a gas, las centrales hidráulicas y el almacenamiento.

Sin imponer restricciones en las emisiones (Caso Base) a partir de 2040, el modelo de optimización selecciona centrales hidroeléctricas, así como plantas ciclo abierto de gas natural. En el caso del Neto Cero, el modelo no selecciona nuevas plantas de gas por la restricción de las emisiones, por lo que la flexibilidad que el sistema necesita a partir de 2040, la supliría, por un lado, las centrales hidroeléctricas, y por el otro, el almacenamiento con la entrada de centrales de bombeo en la década de 2030 y de baterías en la década de 2040.

De estos resultados se concluye que el abastecimiento eléctrico a mínimo costo en Perú se sustenta en fuentes renovables no convencionales: eólica y solar. Ahora bien, para alcanzar la descarbonización del sector eléctrico, estos recursos deben complementarse con la hidroenergía. Para alcanzar la carbono neutralidad en 2050, el parque generador peruano costo estaría compuesto por 27% de la capacidad instalada de plantas hidráulicas, complementando el mix, estarían las eólicas (25%) y las solares (17%), así como las tecnologías de almacenamiento (14%) con énfasis en centrales de bombeo (3,1 GW) y baterías (2,7 GW).

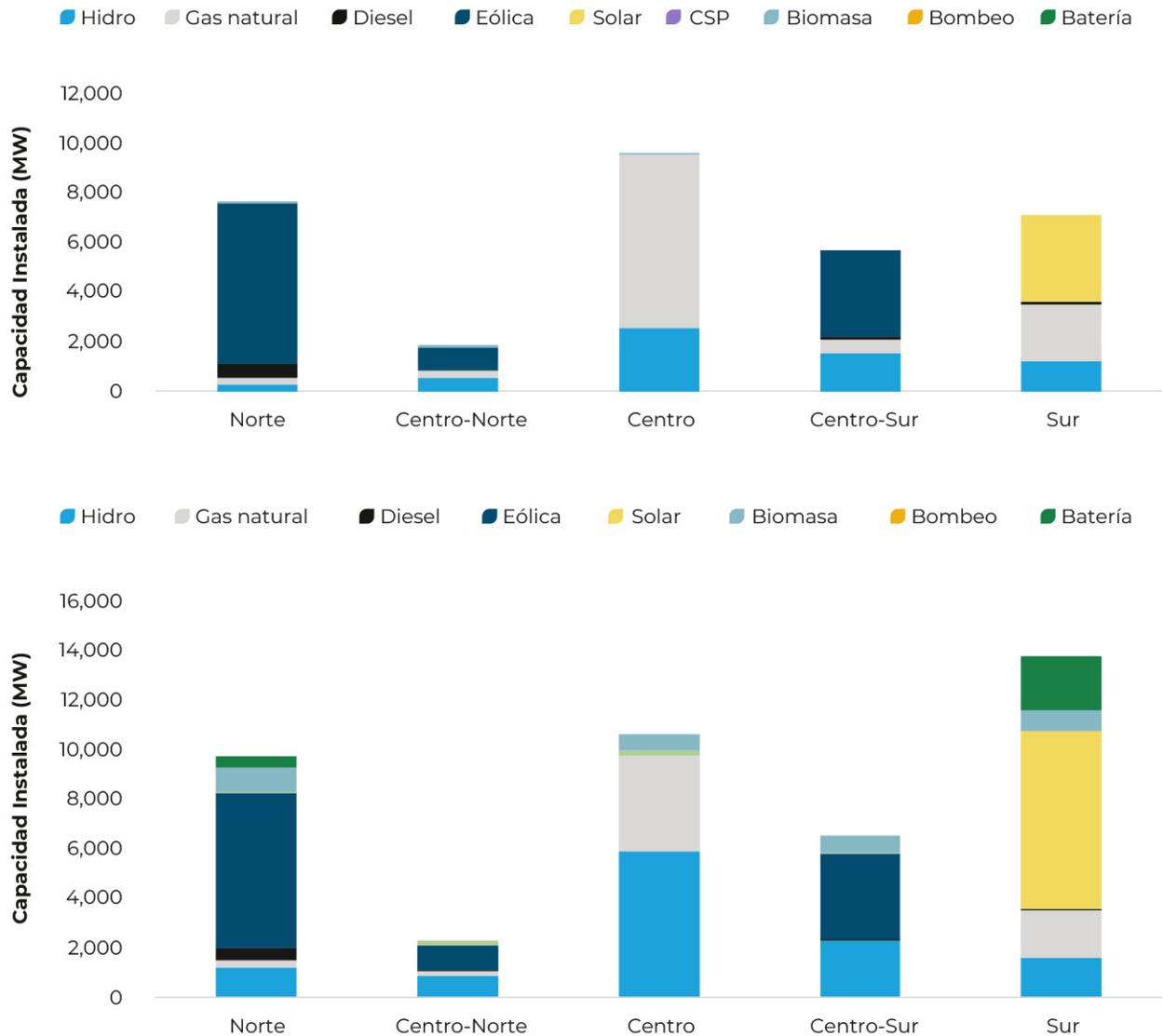
Ilustración 8. Evolución de la capacidad instalada en el Caso Base (Panel superior) Neto Cero (Panel inferior). Elaboración propia.



Además de la diversificación de fuentes, la expansión óptima a través de energía renovable trae un beneficio adicional que es la diversificación de localización. Actualmente, la capacidad instalada del sistema se concentra en la región central, debido a la disponibilidad de infraestructura de gas natural y parte de las plantas hidroeléctricas. De los 14 GW instalados, 9 GW se encuentran en la zona centro (incluyendo centro-sur y centro-norte), aproximadamente 3 GW en el sur y algo más de 1 GW en el norte.

Con el desarrollo del potencial renovable del país, las regiones norte y sur del país tienen el potencial de aumentar su capacidad instalada y con ello reducir los riesgos de suministro asociados a la ubicación de los proyectos. Las figuras a continuación presentan la capacidad instalada por macrorregión en 2050 para el Caso Base y el Neto Cero.

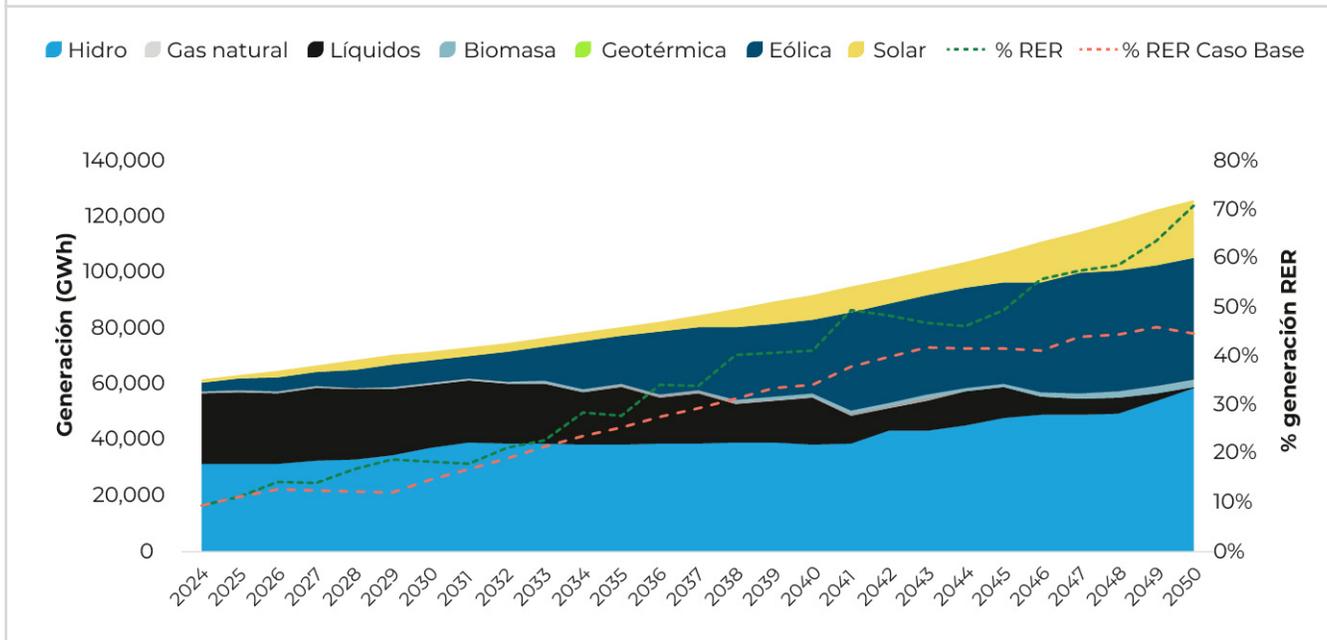
Ilustración 9. Localización capacidad instalada a 2050. Caso Base panel superior, Caso Neto Cero panel inferior. Elaboración propia.



Generación por tecnología

La operación actual del sistema peruano se caracteriza por una alta participación de las centrales hidroeléctricas (51%) y de las plantas de gas natural (41%) para atender a la demanda. Por otro lado, las plantas renovables no convencionales tienen una participación limitada: eólica (4%) y la solar (2%). Los resultados en la expansión óptima de la capacidad de generación tanto en el Caso Base como en el Neto Cero indican que la participación de la generación de energía renovable debe aumentar.

Ilustración 10. Generación por tecnología y participación RER en el Caso Base y Neto Cero



En el Caso Base, la energía eólica pasa a ser la más significativa en generación (35%), seguida de las hidroeléctricas (30%) y el gas natural (26%). Las fuentes solares, tienen una participación del 8% en 2050. En términos de generación renovable no convencional (eólica, solar, biomasa y pequeñas hidroeléctricas) estas aumentan su participación a niveles alrededor al 10%, llegando al 15% en 2030 y al 45% en 2050.

Los resultados son relativamente similares en el caso Neto Cero, la generación renovable no convencional llega a participar con el 35% de la generación a mediados de la década de 2030, alcanza el 50% en 2045 y al final del horizonte de estudio corresponde a 70% del suministro energético, complementándose con las grandes centrales hidroeléctricas.

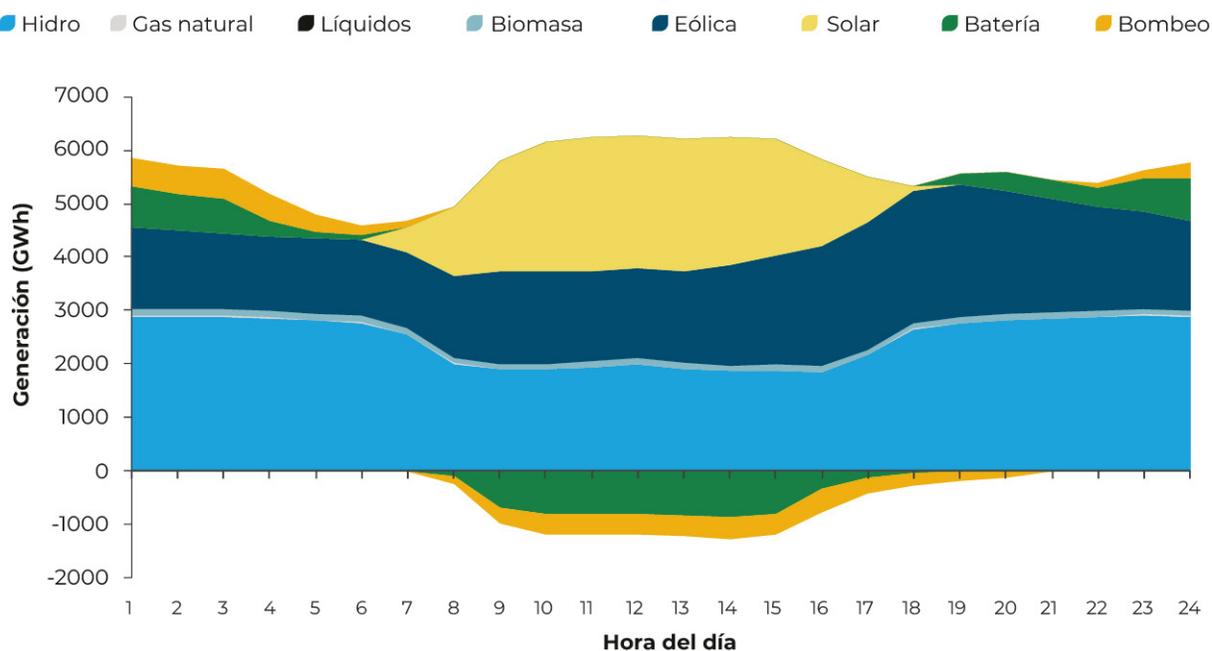
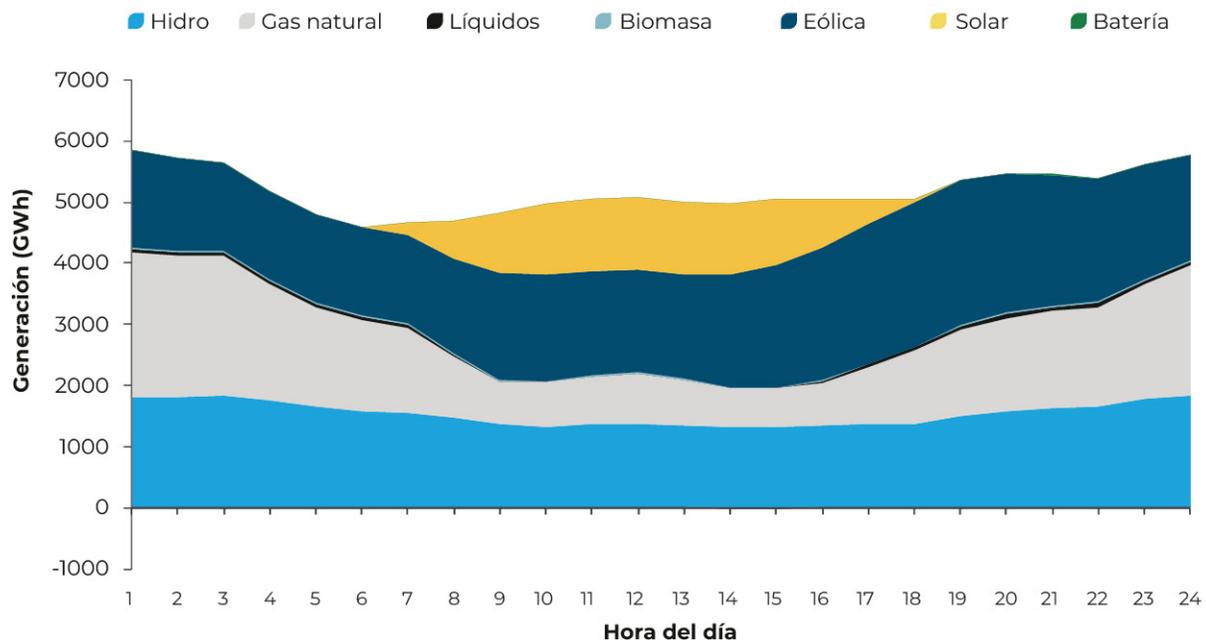
Para analizar los resultados en la generación horaria, se parte de que las condiciones de operación actuales del sistema peruano que se puede resumirse en que las térmicas de ciclo combinado a gas natural suelen utilizarse en la base del sistema y las centrales hidráulicas, además de complementar la base son las que le permiten al operador tener flexibilidad ante fluctuaciones de corto plazo.

La entrada de renovables no convencionales cambia el paradigma de generación y operación del sistema, este cambio se evidencia en la generación horaria. Las fuentes renovables no convencionales son variables, pues dependen de la disponibilidad del recurso primario para su generación, por lo que el sistema debe estar preparado para cambios de la generación en lapsos cortos de tiempo (i.e. paso de una nube), como para tener capacidad suficiente en lapsos horarios en que no haya disponibilidad del recurso (i.e. la noche).

Por lo anterior, los sistemas eléctricos con alta participación de renovables no convencionales necesitan contar con activos que puedan **(i) compensar la variabilidad de las energías renovables, permitiendo una operación segura y (ii) trasladar el excedente de energías renovables a otras horas, cuando dicha energía puede ser más valiosa.** En este contexto, las tecnologías que pueden brindar el servicio **(i) serían las centrales a gas, las hidráulicas y el almacenamiento, mientras que el servicio (ii) solo el almacenamiento.**

En el Caso Base en 2050, las plantas de gas natural proveen la flexibilidad al sistema, en la medida que tienen la capacidad de reducir su generación por la mañana y aumentarla a lo largo de la noche, cuando hay reducción de generación renovable y mayor demanda. Para el Neto Cero, los activos que dan flexibilidad al sistema son las plantas hidráulicas y el almacenamiento (representados por baterías y centrales de bombeo), que se recargan a lo largo de las horas de la mañana, aprovechando el excedente de generación solar y trasladando esta energía a las horas nocturnas.

Ilustración 11. Generación horaria a 2050 Caso Base (Panel superior) Neto Cero (Panel inferior)



Costos de inversión, operación y marginales

Los costos estimados tanto para la operación (costos directos relacionados con la operación térmica), como de costos de inversión de los escenarios Caso Base y Neto Cero se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 4. Costos de operación e inversión a valor presente en el Caso Base y Neto Cero

Categoría	Operación	Inversión ¹	Total
Caso Base (MUSD)	7,273	2,983	10,256
Caso Neto Cero (MUSD)	5,898	6,150	12,049

¹) No se consideran los costos de inversión de proyectos ya comprometidos/en ejecución ni de implementación del proyecto SITGAS.

La descarbonización del sistema eléctrico peruano a 2050 implicaría potencialmente un aumento de 17% en los costos totales del sistema. Este mayor costo corresponde a la inversión en nuevas plantas de generación que suplan la energía que provendría de las centrales térmicas. Se debe señalar que esta comparación de costos no contabiliza eventuales beneficios sociales relacionados con el menor nivel de emisiones en la economía, así como los relacionados a la diversificación del mix energético entre las regiones del sistema peruano y, por ende, la reducción en riesgos operativos.

Costos marginales

Los costos marginales del sistema peruano en la actualidad están influenciados por el comportamiento hidrológico. Durante el período húmedo (diciembre a mayo), los precios spot están correlacionados con los costos variables de las plantas térmicas de ciclo combinado. Esta situación cambia en el período seco, dada la menor generación hidroeléctrica y la necesidad de mayor despacho térmico. Cabe señalar que en el caso de afluencias más secas existe la posibilidad de despachar centrales térmicas a diésel, que podrían alcanzar precios promedio superiores a los 100 US\$/MWh.

La entrada de generación renovable no convencional permite que los costos marginales en el mediano plazo tiendan a bajar y reducir su volatilidad tanto en Caso Base como en Neto Cero. Sin embargo, el comportamiento de los costos marginales en el largo plazo es diferente.

En Caso Base, el cambio en el régimen de precios del gas natural de Camisea altera el costo marginal de equilibrio del sistema eléctrico peruano. A partir de 2041, los costos marginales rondan los 40 US\$/MWh, en línea con los nuevos precios de los ciclos combinados, lo que favorece la entrada de mayor capacidad renovable. De esta manera, se puede observar el resurgimiento de una mayor estacionalidad en los precios, influenciada al final del horizonte especialmente por el régimen de viento (inferior durante el período húmedo).

En el caso Neto Cero el modelo selecciona proyectos hidráulicos y solares de mayor magnitud. Esta combinación resulta en precios considerablemente bajos en los últimos años del estudio (niveles menores a los 10 US\$/MWh), aunque acompañado de un aumento de la volatilidad de los precios debido a la intermitencia relacionada con estas fuentes.

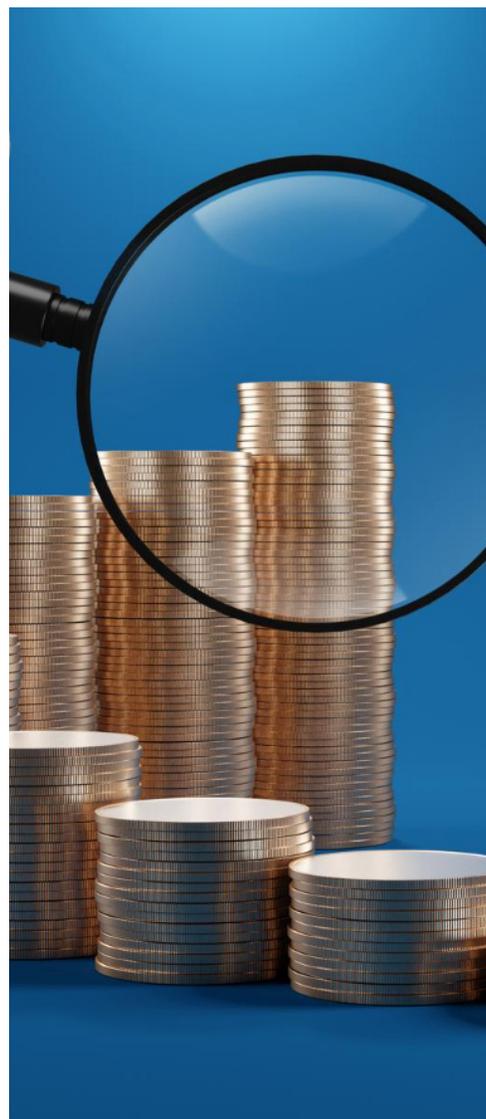
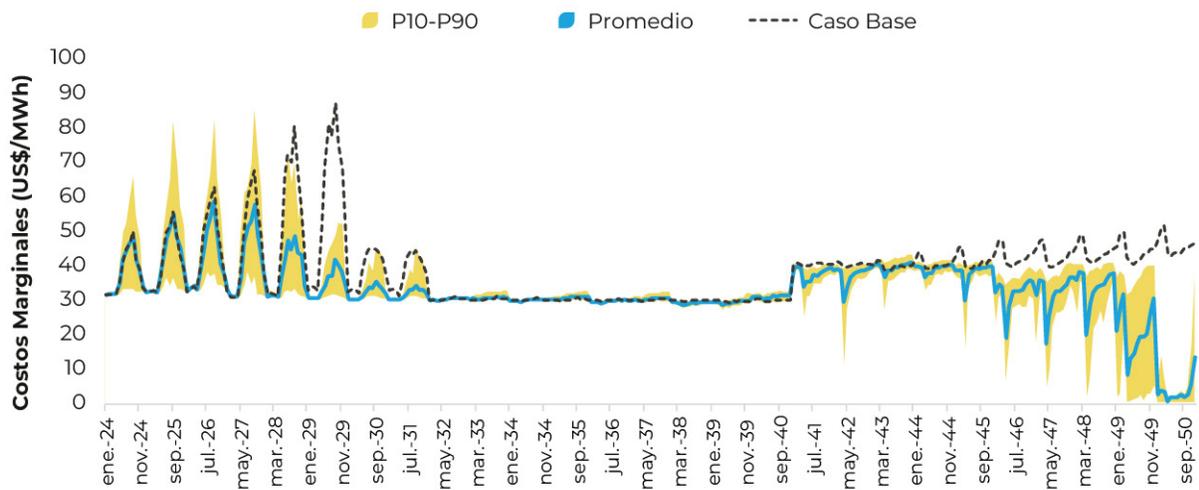
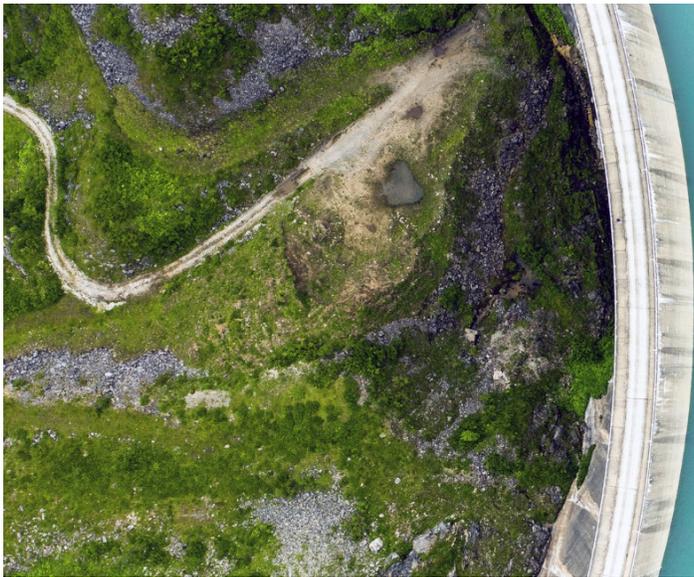


Ilustración 12. Costos marginales mensuales en Caso Base y Neto Cero. Elaboración propia



Emisiones



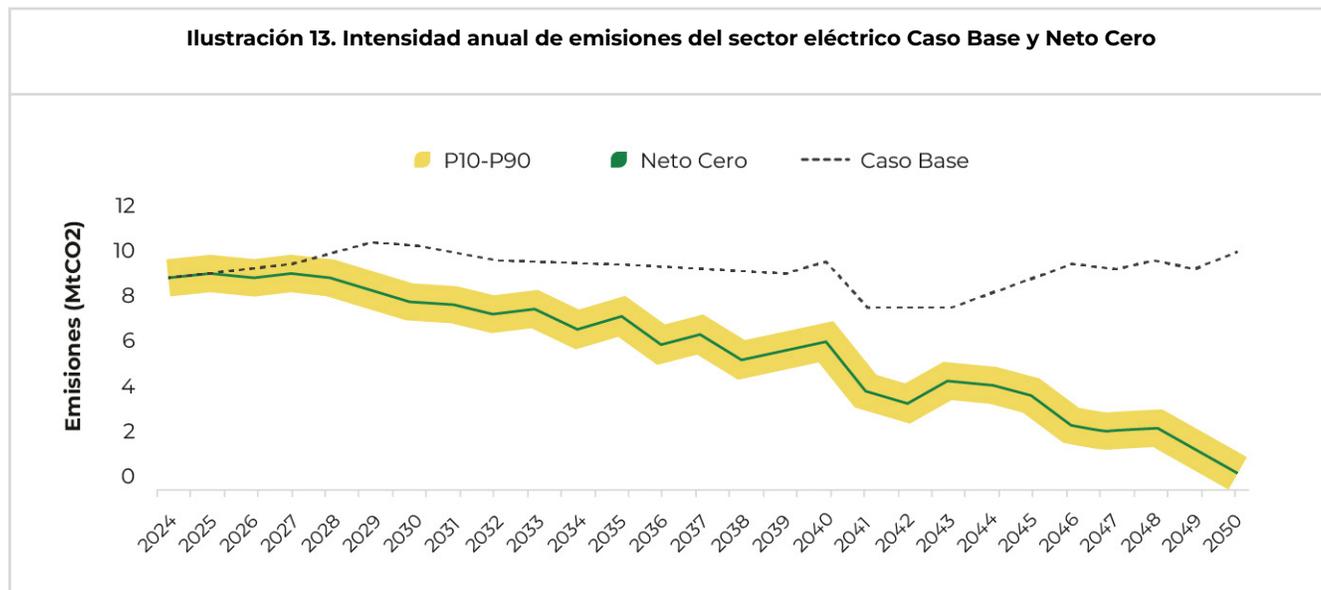
El sistema eléctrico peruano tiene actualmente un factor de emisiones en torno a 150 tCO₂/GWh, valor relativamente bajo a nivel mundial. Esta característica se logra gracias a la alta participación de las hidroeléctricas. En el Caso Base se observa que el factor de emisiones de corto plazo se mantiene relativamente constante en términos promedio, aunque con una mayor dispersión a finales de la década de 2020 por posibles necesidades de despacho de plantas diésel ante la ocurrencia de una hidrología más seca.

A lo largo de la década de 2030, con la entrada de plantas renovables, se produce una reducción gradual de las emisiones, alcanzando niveles de 110 tCO₂/GWh – una reducción de casi el 27 % en relación con niveles iniciales. Finalmente, la entrada de más renovables y la selección de plantas térmicas en década de 2040 para dar flexibilidad al sistema, resultan en que los niveles de emisión llegan a un nivel de 85 tCO₂/GWh, una reducción del orden de 40% respecto al factor de emisión inicial.

En el Neto Cero, por construcción, la reducción de emisiones es más acelerada. A mediados de la década de 2030, este escenario alcanza los niveles de emisión observados en el Caso Base al 2050 (76 tCO₂/GWh vs 85 tCO₂/GWh en el Caso Base) y al final del horizonte a factores de emisión cercanos a cero.

El cambio en el régimen de precios del gas natural a principios de la década de 2040 permite la mayor reducción anual observada en este escenario, alcanzando niveles alrededor de 43 tCO₂/GWh – una reducción de más del 70% en comparación con niveles iniciales. Por último, la inserción de fuentes renovables y centrales hidroeléctricas en los últimos años del estudio permite alcanzar valores mínimos de emisión, menores que 1 tCO₂/GWh (o una reducción del 99% respecto a los niveles iniciales) a finales de la década de 2040, con sólo pocos despachos ocasionales por las plantas de gas natural por razones de seguridad energética y picos de consumo.

Ilustración 13. Intensidad anual de emisiones del sector eléctrico Caso Base y Neto Cero



Resultados de la Expansión de la Generación en el Caso Neto Cero con Alta Electrificación

El tercer escenario Neto Cero AE se diferencia a los dos ejercicios precedentes en el nivel de demanda que debe atender. Para este ejercicio se supone una mayor demanda de energía eléctrica proveniente del sector transporte y de la producción de hidrógeno verde. La demanda total del Neto Cero AE es 47% más grande que la del Caso Base en el año 2050 (186 TWh vs. 127 TWh).

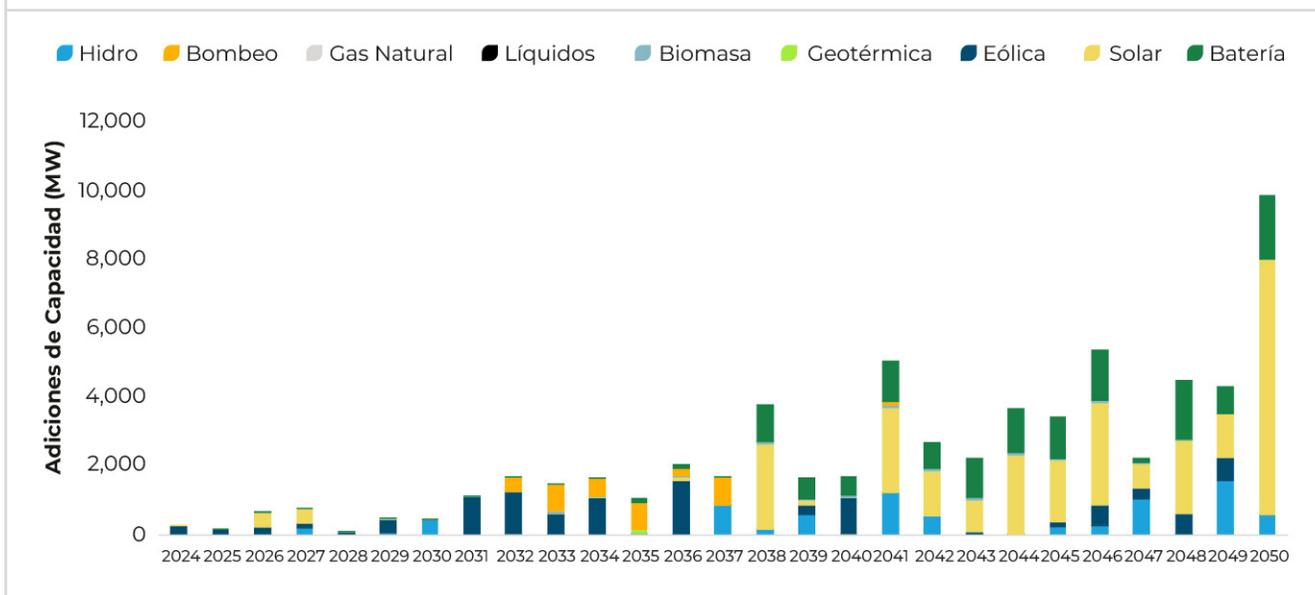
Expansión del sistema

Para el escenario Neto Cero AE, como ya se observó en el Caso Base y en Neto Cero, las energías renovables no convencionales son fuentes de mínimo costo para la expansión del parque generador. Sin embargo, dado el crecimiento de la demanda, hay una mayor necesidad de ampliaciones de capacidad. Dados los supuestos de incorporación de cargas en la región sur relacionadas con la producción de hidrógeno verde, el modelo considera como óptimo la inserción de más plantas solares en el sistema, que presentan un atractivo factor de capacidad en esta región (que representan el 42% del total de la capacidad añadida, vs el 23% en el Neto Cero).

En este caso, el almacenamiento es relevante como activo que da flexibilidad, compensa la variabilidad de las renovables y asegura los requerimientos de confiabilidad sistémica. Estos recursos de almacenamiento también se ubican predominantemente en la región sur como complemento de la expansión solar.

Finalmente, la restricción en las emisiones impuesta en el modelo aumenta la competitividad de las centrales hidroeléctricas, tanto grandes como pequeñas, especialmente en la última década.

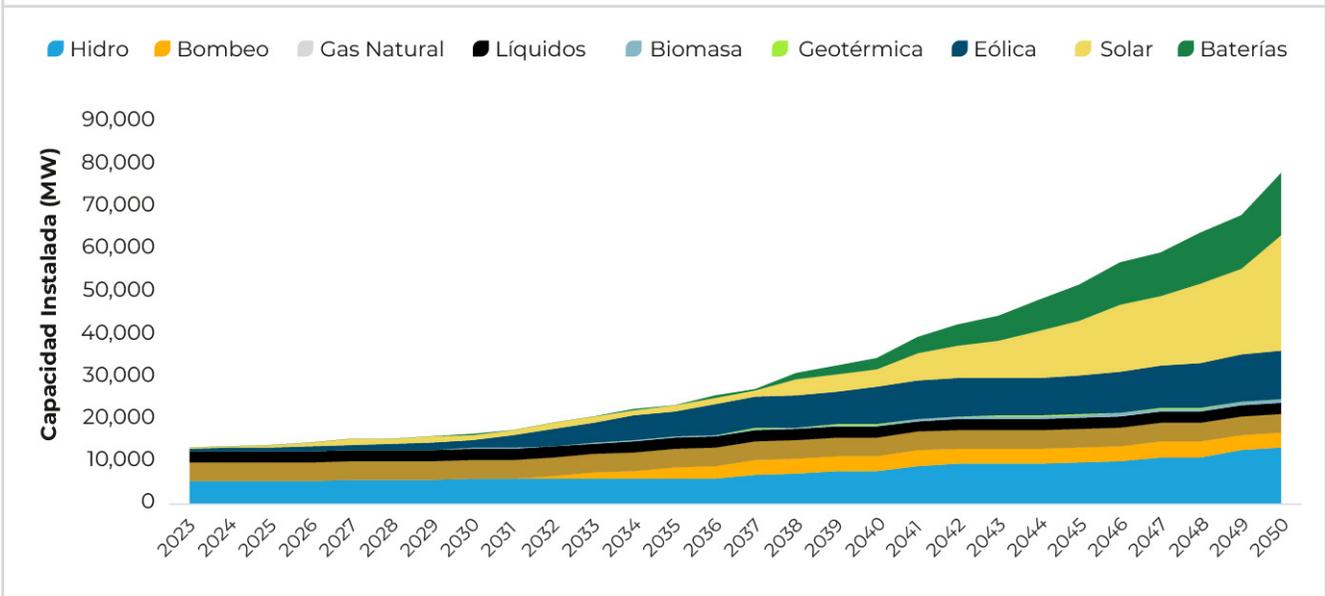
Ilustración 14. Adiciones anuales de capacidad en el Neto Cero AE. Elaboración propia



A diferencia de lo observado en el Caso Base, en la que la eólica es la fuente predominante del sistema a 2050, y del Neto Cero, donde la fuente hídrica resulta con la mayor participación, el caso Neto Cero AE tiene a la solar como protagonista de la expansión, sobre todo en la última década, momento de mayor crecimiento de la demanda. En 2050, estas plantas representan el 35% de la capacidad instalada, complementando el mix energético las hidroeléctricas (17%) y las eólicas (14%). Además, se destaca la inserción de tecnologías de almacenamiento en el sistema, con un porcentaje del 24% de la capacidad instalada –con énfasis en baterías (19%) y plantas de bombeo (5%).

Durante el periodo de estudio, el sistema evoluciona desde niveles en torno a los 13,7 GW en 2025 a 34,2 GW en 2040 y 77,8 GW en 2050.

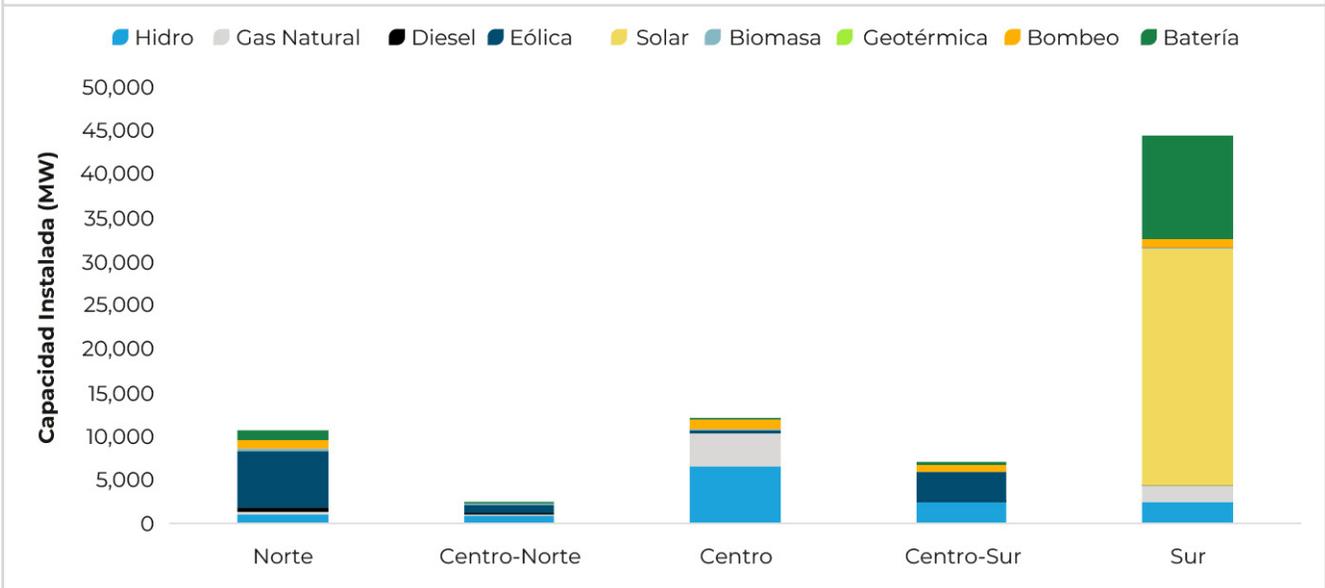
Ilustración 15. Capacidad instalada para el Neto Cero AE. Elaboración propia



En términos regionales, se evidencia un cambio en el perfil de generación y carga del país, en donde la región sur emerge como protagonista en términos de capacidad instalada. Aprovechando su alto potencial, el modelo escoge varias plantas solares ubicadas en esta región, así como su respectivo sistema de almacenamiento.

De manera similar a lo observado en el Neto Cero, las centrales hidroeléctricas ganan competitividad, con una adición de casi 8 GW de esta fuente (vs 6,5 GW en el Neto Cero y 0,8 GW en el Caso Base), debido al potencial de esta tecnología para generar energía a precios competitivos, sin emisiones asociadas, y poder prestar otros servicios necesarios para el funcionamiento del sistema. Además, se produce una explotación total de las mejores ubicaciones de la fuente eólica especialmente a lo largo de la década de 2030, con una capacidad añadida superior a los 10 GW.

Ilustración 16. Capacidad instalada por macrorregión Neto Cero AE.



Generación por tecnología

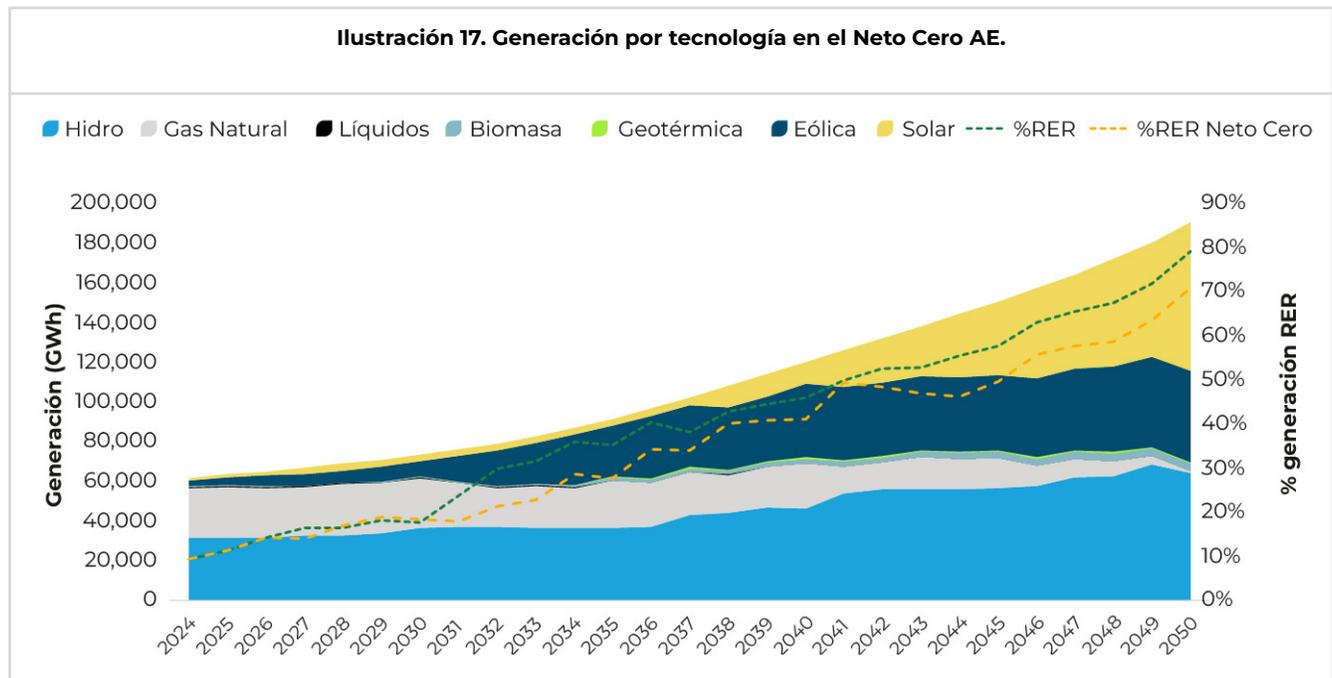
El escenario de Neto Cero AE tiene las energías renovables como principales protagonistas, así como a las tecnologías de almacenamiento, tanto a gran como a pequeña escala. A diferencia de los casos anteriores, en este la mayor fuente de generación es la energía solar combinada con almacenamiento.

La generación solar pasa de representar el 10% de la generación al comienzo del estudio, evoluciona hasta el 35% a mediados de la década de 2030. Posteriormente, se alcanza el 50% de participación de renovables en 2041, una antelación de cuatro años con relación al Neto Cero. Al final del horizonte de estudio, la generación renovable corresponde a casi el 80% del suministro energético, complementándose con centrales hidroeléctricas.

El aumento de la participación de las fuentes renovables está impulsado por la tecnología eólica en los primeros años. Las eólicas alcanzan su punto álgido a mediados de la década de 2030, con una cuota superior al 30%. Sin embargo, a medida que se explota las mejores ubicaciones para el desarrollo de las eólicas on-shore, la expansión de renovables continúa con las pequeñas centrales hidroeléctricas y las centrales solares. Estas últimas experimentan una expansión en la última década del estudio, pasando del 10% de la matriz en 2040 al 40% en 2050.

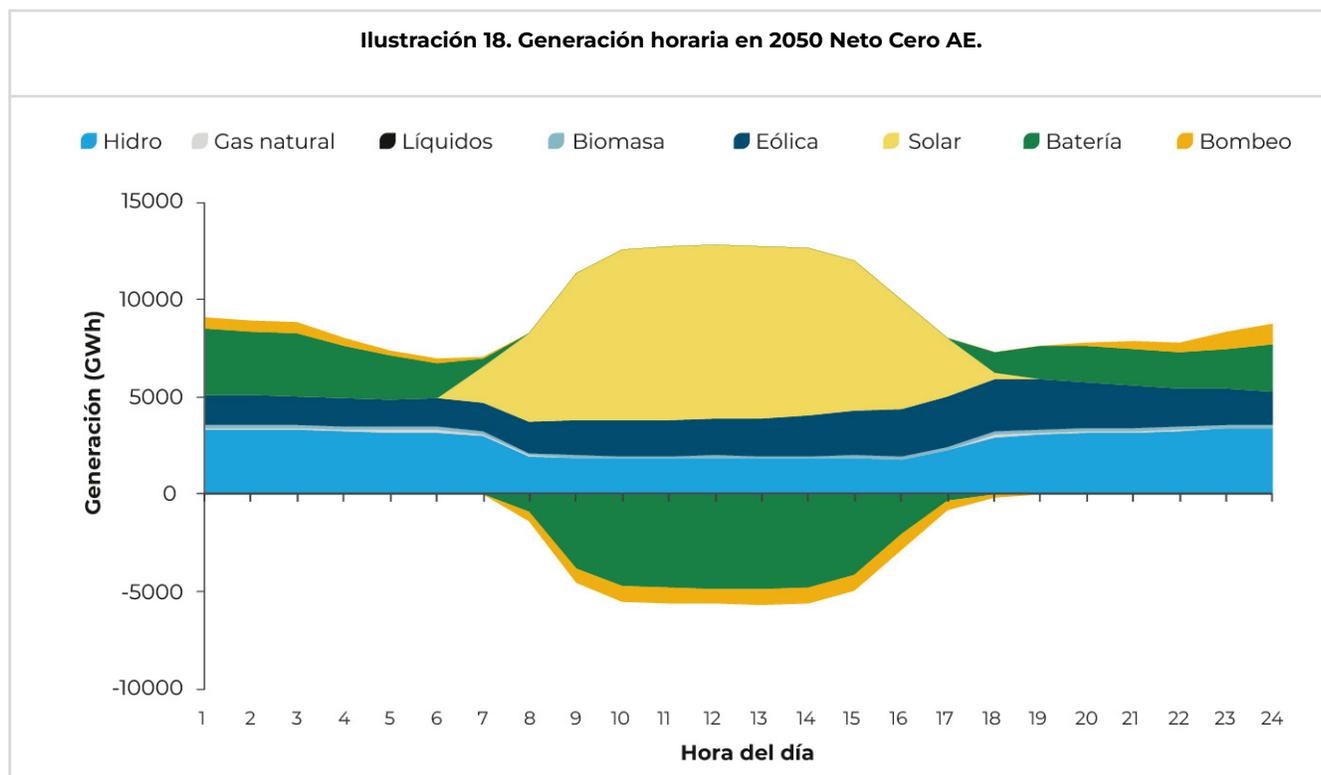


Ilustración 17. Generación por tecnología en el Neto Cero AE.



En cuanto a la generación horaria a 2050 se observa el papel del almacenamiento, que aprovecha los excedentes renovables (en la mañana) para inyectar energía por la noche. Esta característica se acentúa en el caso Neto Cero AE, dado el aumento de la demanda nocturna, fruto de la electromovilidad.

La expansión solar observada en la última década del Neto Cero AE provoca un cambio en el funcionamiento del sistema, pues la participación del almacenamiento alcanza un 34% en el mix de generación, entre plantas de bombeo y baterías entre las 19h y las 7h.



Costos del sistema

Dada la mayor demanda y por ende la mayor capacidad necesaria para atenderla, las inversiones anuales adicionales dominan la matriz de costos en el Neto Cero AE, especialmente a partir de la década de 2030. Sin embargo, gracias a las economías de escala hay una reducción en los costos relacionados con la operación del sistema, en niveles alrededor del 16% en comparación con el Caso Base.

En términos consolidados, se obtiene un aumento del 69% en los costos totales del sistema al comparar el Neto Cero AE con el Caso Base, sin tener en cuenta los eventuales ingresos obtenidos de la producción de hidrógeno, el ahorro de costos por la sustitución de combustibles en el sector transporte, así como los beneficios sociales relacionados con el menor nivel de emisiones en la economía.



Ilustración 19. Costos anuales de operación e inversión en Neto Cero AE.

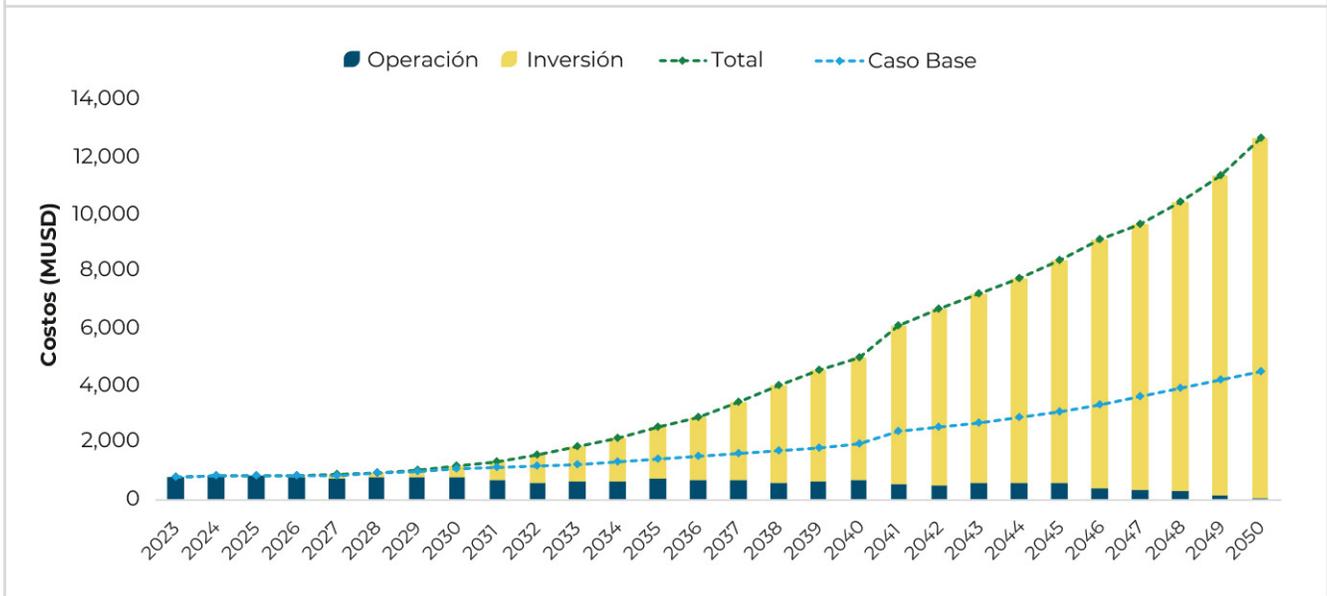


Tabla 5. Costos de operación e inversión a valor presente en Neto Cero AE

Categoría	Operación	Inversión ¹	Total
Caso Base (MUSD)	7,273	2,983	10,256
Caso Neto Cero (MUSD)	6,114	11,252	17,366

1) No se consideran los costos de inversión de proyectos ya comprometidos/en ejecución ni de implementación del proyecto SITGAS.

Costos marginales

La incertidumbre de la hidrología es un factor que impacta los costos marginales del sistema eléctrico peruano en la actualidad. En este escenario, este comportamiento puede observarse a corto plazo al analizar los percentiles de los costes marginales, que pueden alcanzar niveles superiores a 150 US\$/MWh en caso de caudales inferiores a la media.

A mediano y largo plazo, la entrada de renovables permite una estabilización del costo marginal, pero a partir de la década de 2040, éstos comienzan a presentar volatilidad asociada a la variación de los recursos renovables, en particular el régimen de viento.

Ilustración 20. Costos marginales mensuales en el Neto Cero AE.

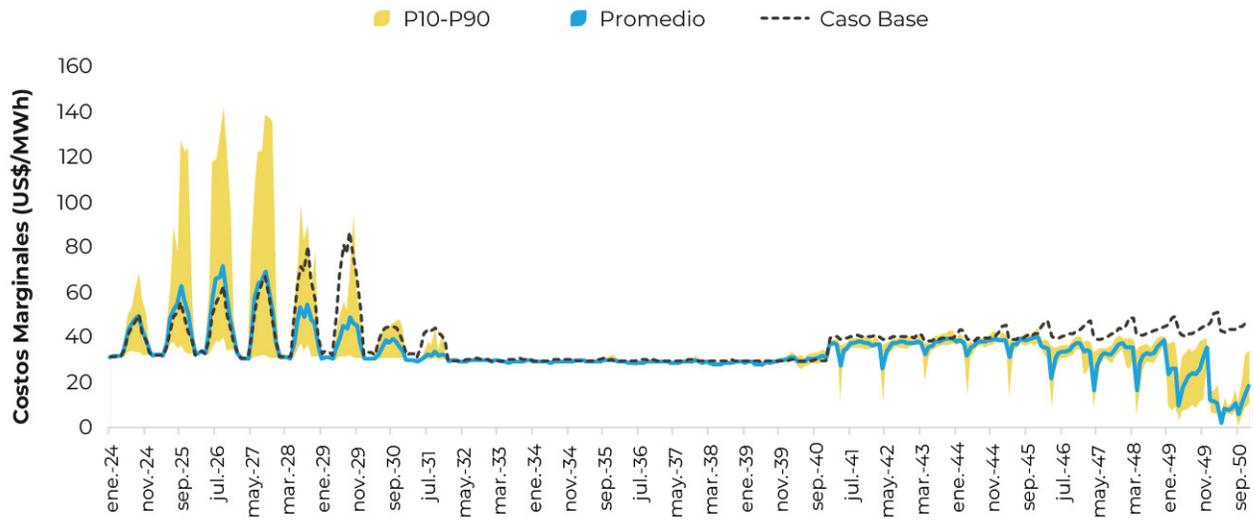
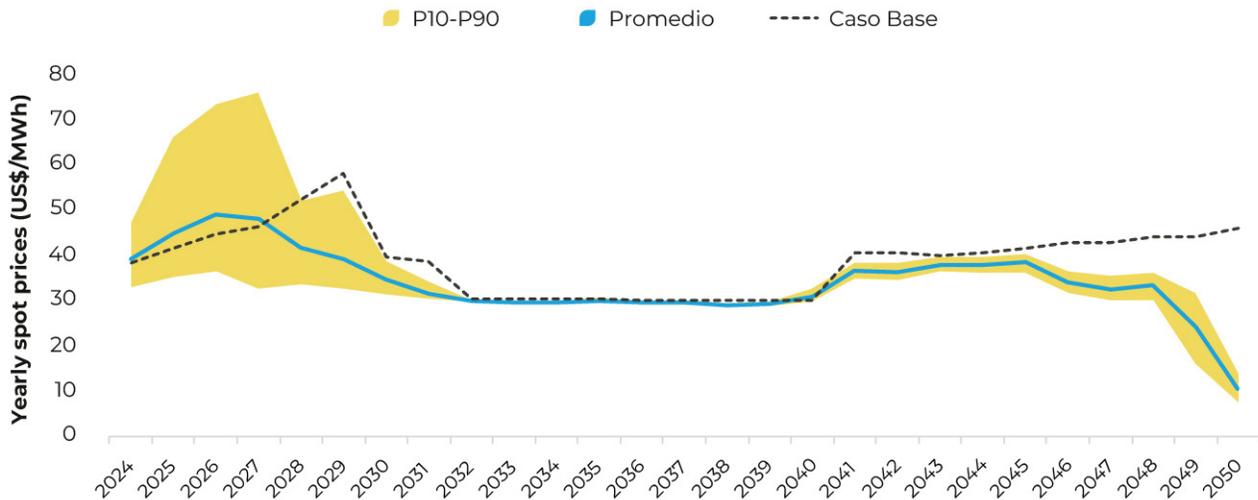


Ilustración 21. Costos marginales anuales en Neto Cero AE.



Finalmente, en cuanto a los costos marginales horarios se puede destacar algunas características. A diferencia de lo observado en el Neto Cero, donde los costos se mantuvieron cercanos a cero durante todas las horas del día, el caso con mayor electrificación presenta una “curva del pato”, con una disminución de los costos marginales en la mañana y un fuerte aumento en las horas de la noche, cuando la carga de la electromovilidad está más presente.

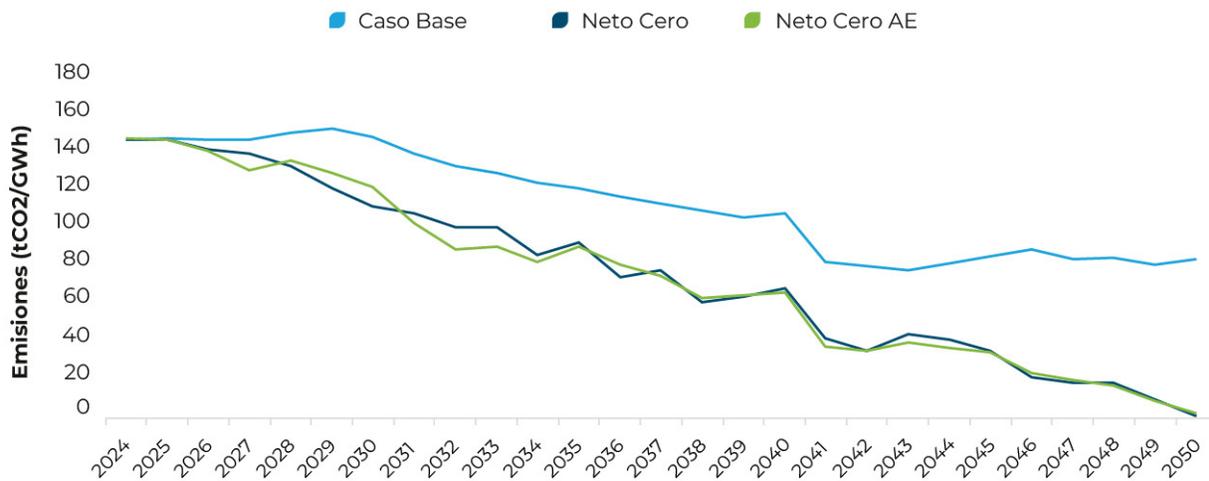
Emisiones

Como se destacó anteriormente, la expansión óptima de la generación del sector eléctrico del Perú se sustenta en las plantas renovables, las cuales tienden a reducir el factor de emisiones de manera natural durante todo el período de estudio. Es decir, aunque habrá un aumento de la demanda en los próximos años, se espera una reducción de las emisiones, o al menos un aumento a un ritmo inferior al crecimiento de la demanda total.

El Neto Cero AE por presentar una mayor demanda total genera un esfuerzo adicional para descarbonizar el sistema. Este esfuerzo adicional es correctamente captado por las restricciones impuestas a la expansión, presentando niveles de factores de emisión muy cercanos a los observados en el Caso Neto Cero.



Ilustración 22. Intensidad anual de emisión del sector eléctrico peruano en el Neto Cero AE.



Expansión de la Transmisión

Esta sección presenta los resultados de la expansión de la transmisión para el sistema eléctrico peruano bajo los supuestos en los 3 escenarios simulados. Se presentan y analizan los resultados de la simulación tanto en términos de expansión como de operación.



Definición de candidatos

Los elementos considerados candidatos para el sistema de transmisión son aquellos que el modelo de expansión de transmisión OpNet puede decidir implementar y poner en operación. Si la decisión es positiva, también se determinará el año en que se implementará el refuerzo. Los candidatos pueden referirse a líneas de transmisión y transformadores y se dividen en dos tipos: **i) proyectos no vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032, ii) réplicas de circuitos existentes o planificados**¹¹.

Se crearon candidatos para circuitos que en alguna etapa del horizonte tuvieran un cargamento superior al 80%. De esta manera fueron definidos 169 candidatos de líneas de transmisión y 12 candidatos de transformadores.

Expansión del sistema de transmisión Caso Base y Neto Cero

Para obtener el plan de expansión de transmisión se utilizó el modelo OptNet. En él se insertan los escenarios de generación óptimos como insumo y selecciona anualmente el plan de expansión de transmisión, minimizando el costo asociado al deslastre de carga más las inversiones en líneas de transmisión y transformadores.

En el Caso Base se identificaron inversiones en 84 circuitos, de los cuales 9 son transformadores y 75 son líneas de transmisión. De ellas, 70 son líneas de transmisión de 220 kV y 5 de 500 kV¹². La distribución anual de estas inversiones se presenta en la Ilustración 21, donde también se destaca la suma del CAPEX de los circuitos invertidos en cada año. En ella es posible observar que los años en los que el modelo detecta una mayor necesidad de refuerzos son: 2027, 2036 y 2041. En esos años los esfuerzos de inversión se concentran en las regiones centro sur y sur.

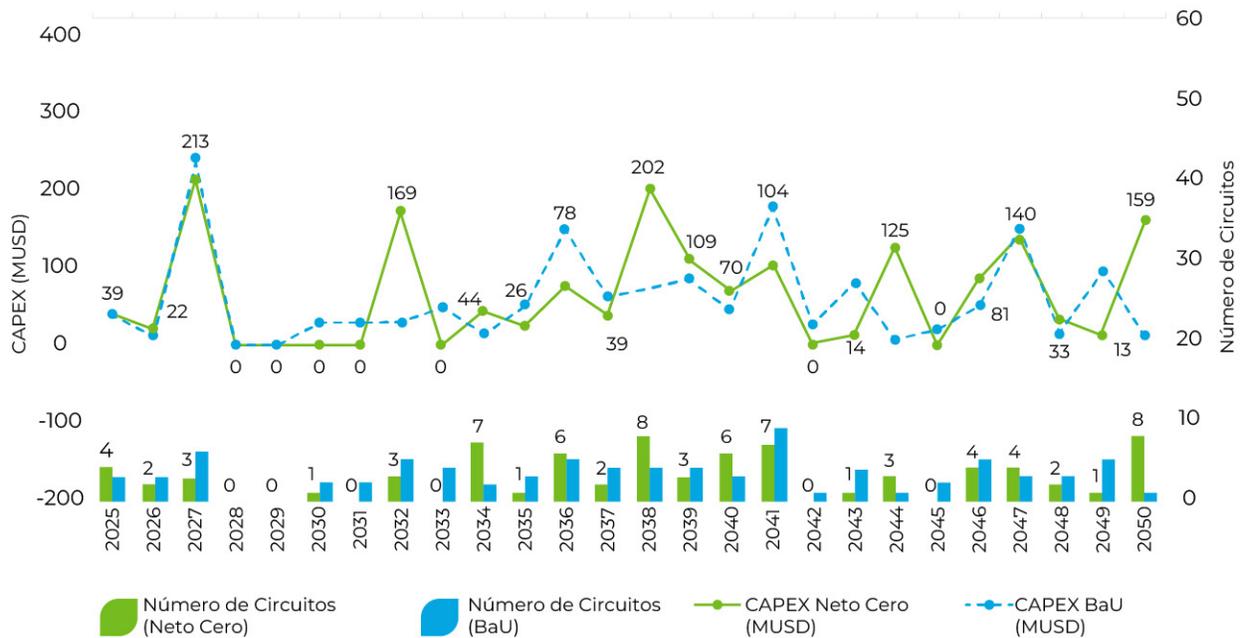
¹¹ Para estos candidatos las simulaciones SDDP se llevan a cabo sin monitorear los circuitos entre las macrorregiones eléctricas. Esto significa que la capacidad térmica de los circuitos no será tratada como una restricción en el modelo de optimización del despacho. De esta manera, el despacho óptimo de los generadores no se verá afectado por la capacidad de los circuitos dentro de las áreas eléctricas, permitiendo así un diagnóstico de las áreas del sistema de transmisión que requieren refuerzo.

¹² El detalle se encuentra en el Anexo 3.

En Neto Cero, se identificaron inversiones en un total de 97 circuitos, de los cuales 76 comprenden líneas de transmisión, mientras que los 21 restantes están destinados a transformadores. Entre las líneas de transmisión, 68 operan a 220 kV, y 8 a 500 kV.

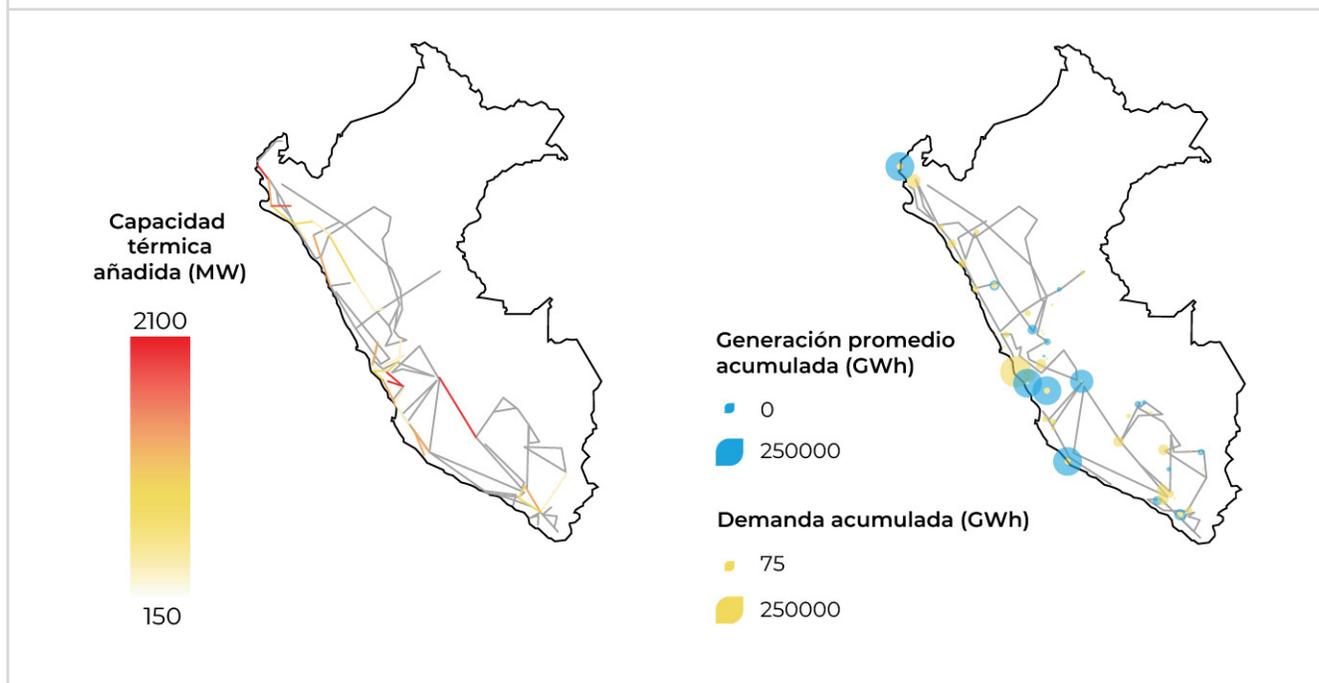
La expansión de la transmisión del caso Neto Cero demanda una asignación de recursos equiparable al Caso Base al comienzo del horizonte, pero a medida que pasa el tiempo, el sistema necesita incrementar el número de circuitos para asegurar la eficacia del plan de generación. Los años críticos son 2027, 2032 y 2048, con inversiones necesarias en todas las macrorregiones, acentuándose especialmente en las regiones sur y centro.

Ilustración 23. CAPEX anual y número de circuitos invertidos Caso Base y Neto Cero.



Las inversiones en líneas de transmisión en Caso Base apuntan a aumentar el límite del flujo de energía térmica. Los aumentos en la capacidad de transmisión para Caso Base se muestran en la Ilustración 22. Estos refuerzos se explican por la acumulación de generación y demanda en el horizonte de 2023 hasta 2050 en cada barra del sistema peruano de acuerdo con la expansión del parque generador. Los refuerzos de transmisión identificados en este caso corresponden a ubicaciones próximas a centros de carga y las áreas con gran potencial de generación.

**Ilustración 24. Capacidad térmica con las inversiones para Caso Base (Panel izquierdo).
Generación promedio y demanda acumulada Caso Base (Panel derecho).**



La región central es un polo de carga cerca de Lima. Las principales inversiones se deben realizar en las inmediaciones de la subestación Chilca 220 kV, con una capacidad de 2100 MW hacia la subestación San Juan 220 kV y otras que suman 1850 MW hacia Chilca Nueva 220 kV. El corredor que conecta la subestación Chilca 500 kV con Marcona 500 kV y Poroma 500 kV también requirió refuerzos para dar cabida a la generación a partir de estas barras. Otra zona en la que se identifican inversiones en transmisión fue la región norte, especialmente por la generación en la barra de 220 kV de Talara, requiriendo mejoras para fluir su generación hacia la zona centro norte.

Los incrementos en la capacidad térmica de las líneas de transmisión para el Neto Cero resultan en inversiones en las macrorregiones sur centro. Esta situación se explica por la generación en la subestación Mantaro de 500 kV, junto con la demanda en la región de Lima. La inversión en las regiones norte y centro norte muestran similitudes con el caso anterior. Además, se estima un incremento en las inversiones para fortalecer la transmisión en las macrorregiones sur y centro Sur, debido a la generación solar.

En materia de inversiones, la ampliación de la transmisión en el escenario Neto Cero es 13% mayor a la de Caso Base, lo anterior explicado por la mayor capacidad que se debe instalar en el primer escenario, no obstante, los costos de operación son menores para el Neto Cero, por lo que, en el agregado, el escenario con menor costo total resulta siendo el Neto Cero (17% menos).

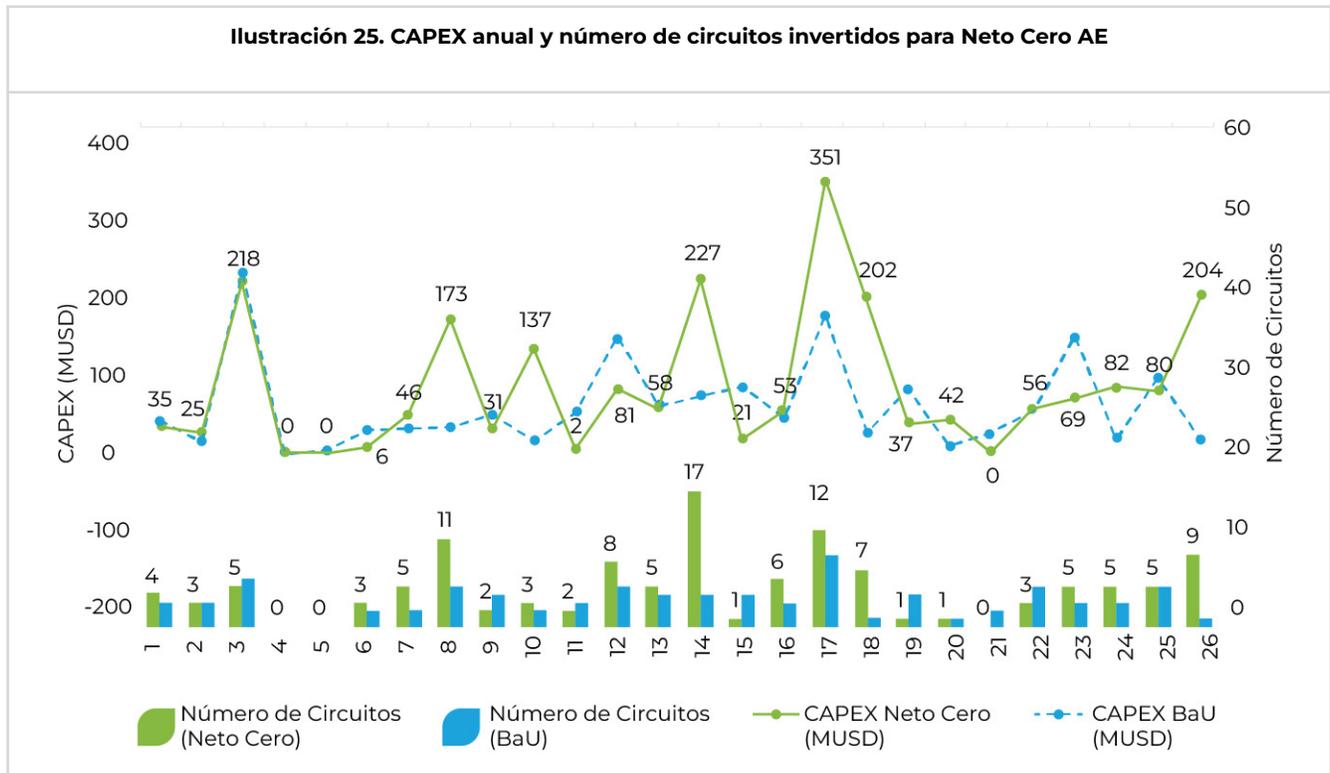
Tabla 6. Costos en valor presente de la expansión en transmisión.

Categoría	Operación	Inversión ¹	Total
Caso Base (MUSD)	7,273	356	7,629
Caso Neto Cero (MUSD)	5,898	403	6,301

1) No se consideran los costos de inversión de proyectos ya comprometidos/en ejecución ni de implementación del proyecto SITGAS.

Expansión de la Transmisión: Caso Neto Cero con alta electrificación

En el caso Neto Cero AE, el modelo de expansión de la transmisión identificó la necesidad de realizar inversiones en 123 circuitos, de los cuales 96 consisten en líneas de transmisión y 27 en transformadores, operando 80 de las líneas de transmisión en 220 kV y 16 en 500 kV. La siguiente ilustración muestra la distribución anual de las inversiones en estos circuitos comparando los resultados de los anteriores escenarios. Para el Neto Cero AE se requiere de un mayor número de circuitos en casi todos años para garantizar la entrada de las centrales del plan de generación. Los años con mayor necesidad de inversión son 2032, 2038 y 2042 con inversiones en todas las macrorregiones, especialmente en las regiones norte, sur y centro.



En la próxima tabla se presentan los costos de inversión y operación en valor presente para el Neto Cero AE y su comparación con el Caso Base. La ampliación de la transmisión en el caso Neto Cero AE requiere una inversión alrededor de un 26% mayor para garantizar la efectividad del parque generador previamente ampliado. Al igual que con el caso Neto Cero, los costos totales del sistema por transmisión son menores en este caso.

Tabla 7 - Costos en valor presente después de la expansión de la transmisión

Categoría	Operación	Inversión ¹	Total
Caso Base (MUSD)	7,273	356	7,629
Caso Neto Cero (MUSD)	6,114	475	6,589

1) No se consideran los costos de inversión de proyectos ya comprometidos/en ejecución ni de implementación del proyecto SITGAS.

Consolidación de resultados y conclusiones

Inversiones totales necesarias

Alcanzar la carbono neutralidad del parque generador peruano presenta un trade-off. Por un lado, requiere de un 33% más de inversiones, pero tiene unos costos operativos 18% menores con respecto al Caso Base, lo que resulta en un costo del 17% mayor.

Ilustración 26. Costos anuales de operación e inversión Neto Cero.

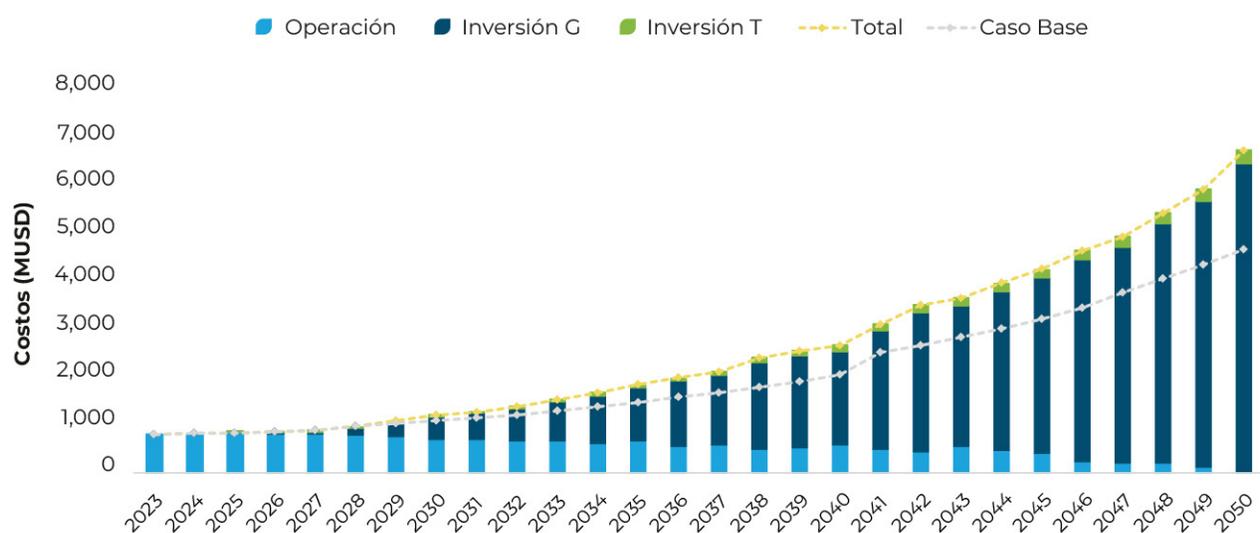


Tabla 8. Costos totales de operación e inversión a valor presente para los escenarios

Categoría	Operación	Inversión G	Inversión T	Total
Caso Base (MUSD)	7,273	2,983	356	10,612
Caso Neto Cero (MUSD)	5,898	6,150	403	12,451
Caso Neto Cero AE (MUSD)	6,114	11,252	475	17,841

1) No se consideran los costos de inversión de proyectos ya comprometidos/en ejecución.

Esta situación refleja una realidad física. La alta densidad energética y disponibilidad de la generación térmica, implica que para que las renovables alcancen la misma producción de energía se requiera de una mayor capacidad instalada y por ende más inversiones. En este sentido, las innovaciones tecnológicas que permitan reducir los costos de inversión almacenamiento a gran escala, serán el factor definitivo para alcanzar la carbono neutralidad como el escenario de menor costo.

Perú está en una posición estratégica para alcanzar la carbono neutralidad al mínimo costo. Por un lado, cuenta con recurso eólico y solar con altos factores de planta que las hacen competitivas frente al gas natural y de las fuentes renovables convencionales; por lo que actualmente es eficiente que estas tecnologías entren a competir en todo el mercado. Del otro, cuenta con un parque hidráulico y térmico que puede complementar su entrada en el corto y mediano plazo con miras a la introducción de almacenamiento en el largo plazo, momento en el que posiblemente estas tecnologías sean más competitivas que las convencionales.

Expansión de la generación



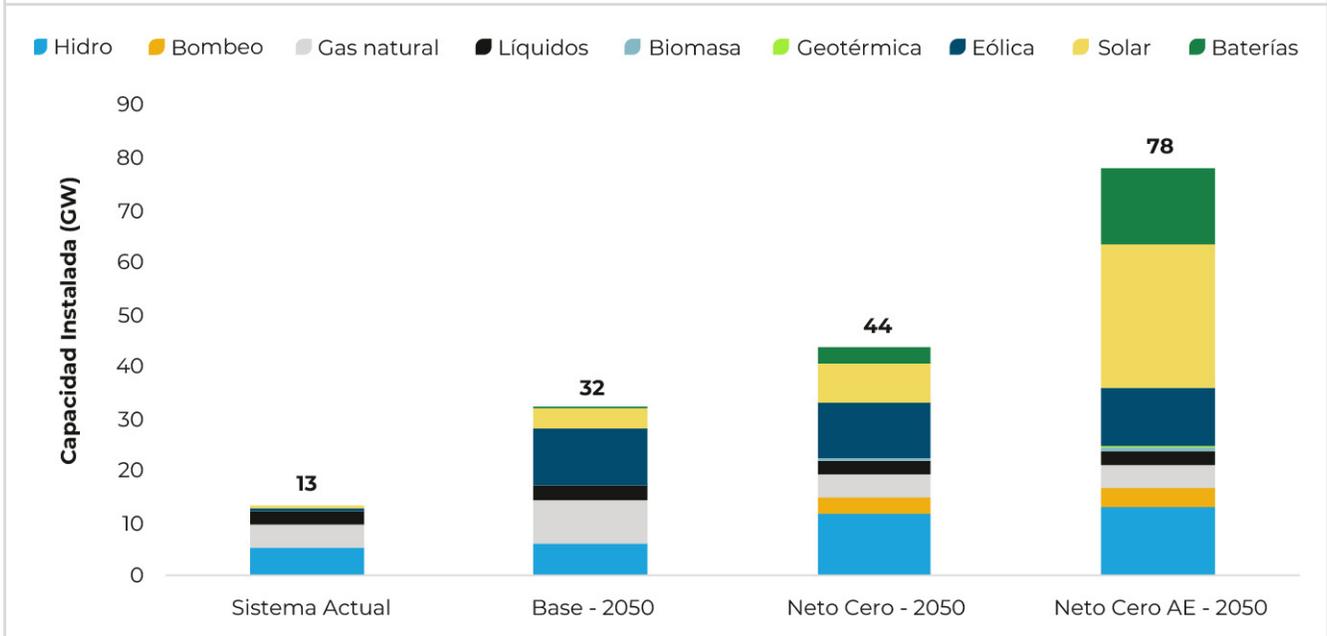
La expansión óptima del sistema de generación en el corto y mediano plazo son las plantas eólicas y solares. En los tres escenarios simulados, la alternativa de menor costo en el corto plazo es la energía eólica y en el mediano plazo la solar. Esta situación se explica, por el excelente potencial renovable disponible en el Perú que aún no ha sido explotado, y por el otro por, la esperada reducción de costos de inversión.

La fuente renovable protagonista en la expansión dependerá función de los objetivos que se busquen. Mientras que la energía eólica domina la expansión en el Caso Base y en el Neto Cero (55% y 34%, en términos de capacidad agregada), la solar es protagonista en el Neto Cero AE (42%). Lo anterior se explica por qué a medida que la demanda crece, la capacidad eólica disponible se agota, mientras que hay más espacio disponible para desarrollar proyectos solares, en particular en el sur del Perú.

En materia de almacenamiento, destaca el alto potencial de las plantas de bombeo, las cuales tienen menor complejidad ambiental en su desarrollo y tienen ventajas competitivas dadas las economías de escala en comparación con las baterías.

Finalmente, se destaca el papel de la flexibilidad que aportan las centrales hidroeléctricas. En los escenarios donde se considera la descarbonización del sector eléctrico, se genera un requerimiento de reserva operativa, modulación de carga y atención de picos de demanda, que son suplido por las centrales hidroeléctricas (22% en el caso Neto Cero y 12% en el Neto Cero AE).

Ilustración 27. Capacidad instalada actual y a 2050 en los tres escenarios.

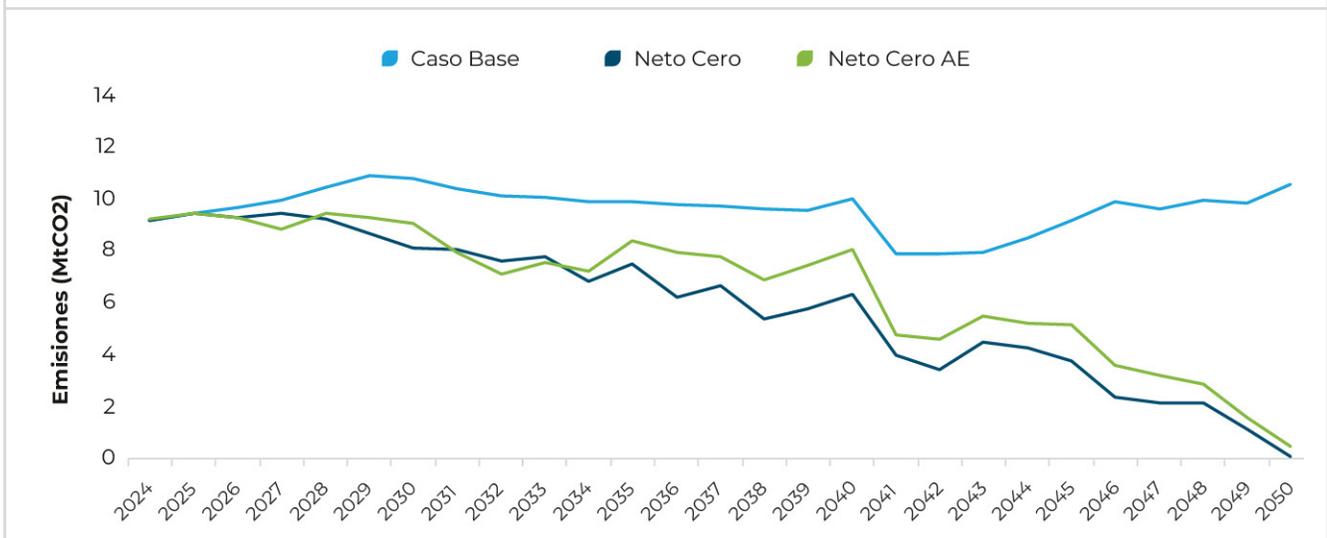


Emisiones

El potencial de mitigación del sector eléctrico peruano al 2050 (Tomando como línea base el Caso Base) es de 101 mil millones de toneladas de CO₂ (270 MtCO₂ vs. 169 MtCO₂). Si se asume una alta demanda proveniente de la electrificación la diferencia de emisiones entre el Caso Base y el Neto Cero AE es de 83 mil millones de toneladas de CO₂ (270 MtCO₂ vs. 187 MtCO₂).

Al 2050, en el Caso Base las emisiones están alrededor de 10 MtCO₂ al año (intensidad de 85 tCO₂/GWh), mientras que en los demás se llegan a valores virtualmente nulos.

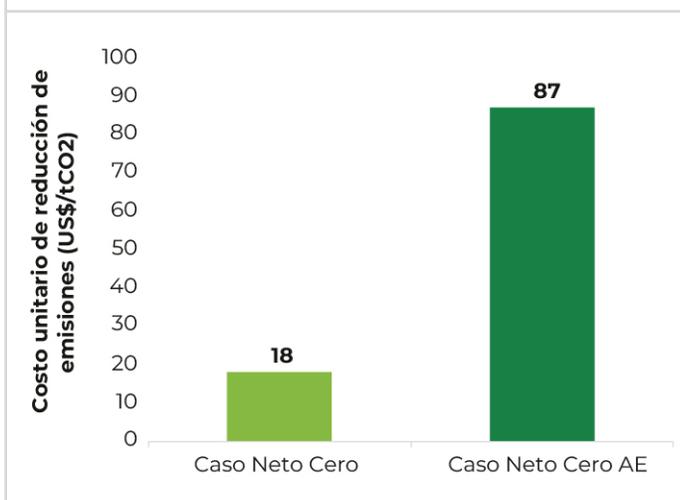
Ilustración 28. Emisiones anuales en el sector eléctrico peruano en los tres escenarios.



Teniendo en cuenta lo anterior, si tomamos el costo incremental del escenario Neto Cero frente al Caso Base de 1,823 MUSD y la diferencia de emisiones (101 MtCO₂) a lo largo del horizonte del estudio, resultaría en un costo unitario promedio de 18 USD/tCO₂.

Por otro lado, en el Neto Cero AE, el costo incremental para economizar 83 MtCO₂ es de 7,197 MUSD en 30 años – con esto se puede calcular un costo unitario de carbono de 87 USD/tCO₂, sin embargo, este no es un buen indicador ya que no se tienen en cuenta las emisiones evitadas por la electrificación del transporte y las asociadas a la producción de hidrogeno verde, ni los costos evitados por compra de combustibles fósiles en las actividades electrificadas.

Ilustración 29. Costo unitario de reducción de emisiones.



En el mediano y largo plazo, el reto del sistema eléctrico será poder operar con flexibilidad para aprovechar las fuentes de energía renovables no convencionales. Se puede alcanzar la carbono neutralidad a mínimo costo, siempre que el almacenamiento a gran escala sea competitivo, pues por tener reservas de gas, los ciclos combinados son competitivos en Perú para dotar al sistema eléctrico de flexibilidad en su operación.

La electrificación de sectores como el transporte de hidrogeno verde son segmentos de potencial aumento de demanda que dependerá de qué tan rápido se haga el despliegue de estas tecnologías en el país. Si su despliegue es acelerado, esto impondrá la necesidad de ampliaciones importantes en la capacidad instalada del Perú y un desarrollo mucho más acelerado de las energías renovables no convencionales para satisfacer estos nuevos nichos.

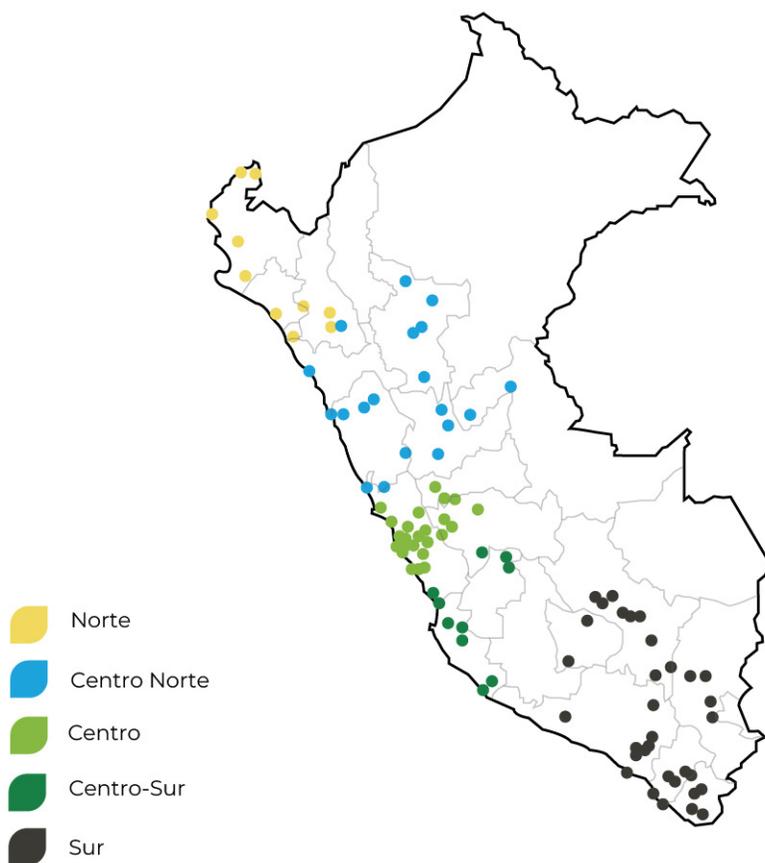
Anexo 1: Supuestos para los proyectos candidatos en generación



Esta sección presenta los supuestos de oferta considerados en el ejercicio de planificación para los escenarios de largo plazo. Para fines de la simulación de largo plazo del sistema eléctrico, se adoptó una representación de 200 barras en el modelo de despacho SDDP. Esta también es la configuración que será utilizada en los ejercicios de expansión de la red de transmisión.

Con respecto a la representación del sistema para fines expansión de la generación en el modelo OptGen, se adoptó una red zonal con 5 regiones, permitiendo considerar eventuales restricciones de transmisión entre diferentes zonas durante la fase optimización de la expansión de la generación. La figura a continuación muestra las barras modeladas en el SDDP, bien como los colores de las macrorregiones que serán adoptadas en el OPTGEN.

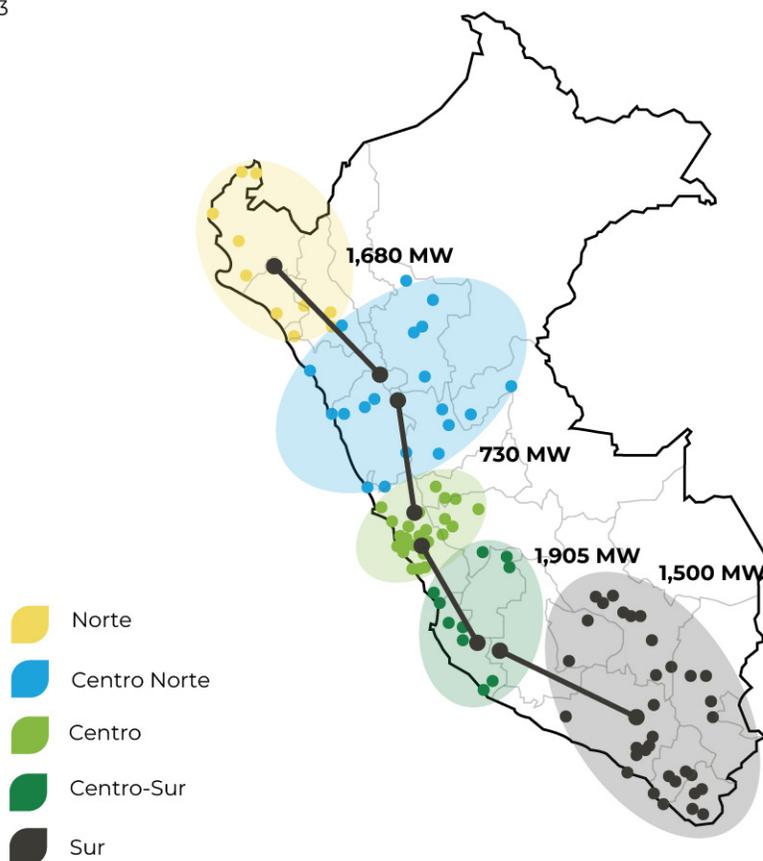
Ilustración 30. Barras del sistema eléctrico peruano representadas en el modelo SDDP



En el modelo de despacho considera aproximadamente 20 barras en la zona norte, 25 barras en la zona centro-norte, 60 barras en el centro, 15 barras en el centro-sur y 50 barras en la zona sur. Por otra parte, la se incluye la capacidad de interconexión existente entre las zonas considerada en el modelo de expansión de la generación (OPTGEN), y considerando restricciones de capacidad de transferencia entre regiones por cuestiones de seguridad y riesgo operativo del sistema.

Ilustración 31. Capacidad de interconexión existente entre macrorregiones consideradas en el OPTGEN

Año 2023



Para la expansión de la capacidad de transferencia entre las regiones, se consideraron las siguientes adiciones entre 2023-2028, considerando los límites de intercambio de energía entre las zonas Centro Norte – Centro y Centro Sur – Sur, de respectivamente, 1,650 MW y 2,000 MW, por cuestiones de seguridad operativa evaluadas en el largo plazo.

Tabla 9. Capacidad de interconexión existente entre macrorregiones consideradas en el OPTGEN

Regiones	Barra A	Barra B	Fecha de operación	Adición de capacidad (MWA)
Centro – Centro Sur	Colcabamba 500 kV	Campas 500 kV	2023	1,400
Centro Sur – Sur	Campas 500 kV	Carapongo 500 kV / Yaros 500 kV	2023	150
Centro – Centro Sur	Chilca REP 220 kV	Independencia 220 kV	2024	150
Centro Sur – Sur	San José 500 kV	Yarabamba 500 kV	2027	100
Norte – Centro Norte	Trujillo Nueva 500 kV	Celendín 500 kV	2028	1,400
Norte – Centro Norte	Tocache 500 kV	Celendín 500 kV	2028	1,400
Centro Norte – Centro	Huánuco 500 kV	Trujillo Nueva 500 kV	2028	920
Centro Sur - Sur	Poroma 500 kV	Colcabamba 500 kV	2028	250

Adiciones y retiros de proyectos en el corto plazo

En todos los escenarios, se considera una adición total de 499 MW de capacidad eólica, 116 MW de capacidad solar, 265 MW de hidroeléctricas y 1,525 MW de centrales a gas natural entre 2023-2030 – en este escenario se considera la entrada de las plantas Nepi y Puerto Bravo en 2030 debido a la disponibilidad de gas en la región sur con la entrada en operación del SITGAS. Además, también se considera el retiro de una central a carbón de 140 MW, que incluso ya ha sido retirada a principios de 2023.

En cuanto a la entrada de los proyectos de energía renovable no convencional, la planta solar Cledesí es un proyecto de Enel que ya cuenta con concesión definitiva, ubicada en el departamento de Moquegua. Los tres parques eólicos futuros también ya cuentan con concesión definitiva y todos se están desarrollando en el departamento de Ica.

Además, en el Neto Cero AE se considera el desarrollo de una central geotérmica de 100 MW al 2035, en la región sur y 5 centrales de biomasa de 10 MW al 2035, en cada una de las regiones consideradas en el estudio.

Tabla 10. Adiciones y retiros de capacidad en el corto plazo

Tecnología	Planta	Fecha	Capacidad (MW)
Eólica	Wayra I (extensión)	enero-23	108
	Punta Lomitas	julio-24	260
	San Juan	enero-25	131
Solar	Cledesí	mayo-23	116
	Refin-TG1	enero-23	50
Gas natural	Refin-TG2	enero-23	50
	Nepi	enero-30	705
	Puerto Bravo	enero-30	720
	Nepi (CC)	enero-32	705
	Puerto Bravo (CC)	enero-32	720
Hidroeléctrica	Lorenza	Julio-24	18.7
	Centauro-1	julio-23	9.9
	Centauro-3	julio-25	9.9
	Ayanunga	julio-25	20
	San Gabán 3	febrero-27	206
Carbón	Ilo-2	enero-23	-140

Candidatos y parámetros para la expansión de largo plazo

Las características y estructura de costos de cada tecnología candidata a la expansión, tales como CAPEX, OPEX, costos fijos y vida útil son un conjunto de supuestos que se sintetizan en la construcción de los proyectos candidatos se presenta en las tablas a continuación, para las diferentes tecnologías.

Tabla 11. Estructura de costos de los candidatos térmicos

Dato	Parámetro	CC Gas	OC Gas	Diesel	Biomasa	Geotermita
Estructura de costos	Capacidad instalada (MW)	350	100	80	20	100
	Costo de inversión (\$/kW)	1200	850	800	1,900	4,818
	Años de construcción	3	2	1	2	5
	Inversión durante la construcción (%)	30-40-30	50-50	100	50-50	20-20-20-20-20
	Vida útil (años)	25	25	20	25	30
	Costo fijo de O&M (USD/MWh)	45	50	25	25	115
	Consumo Específico (MMBtu/MWh)	3.0	4.5	5.0	-	-
	Costo de Conexión (\$/kW)	5.9	9.2	8.2	-	-
	Tasa de descuento	90	90	90	90	90
	(WACC antes de impuestos)	12%	12%	12%	12%	12%

Tabla 12. Estructura de costos de los candidatos renovables y baterías

Dato	Parámetro	Solar	Eólica	PCH	Batería - 1h	Batería - 4h	CSP - 13h
Estructura de costos	Capacidad instalada (MW)	100	50	20	50	50	200
	Costo de inversión (\$/kW)	969	1431	2420	1650	1650	6150
	Años de construcción	1	2	3	1	1	3
	Inversión durante la construcción (%)	100	50-50	30-40-30	100	100	30-40-30
	Vida útil (años)	30	25	40	15	15	30
	Costo fijo de O&M (\$/kW. Año)	20	45	45	25	30	70
	O&M (USD/MWh)	-	-	-	-	-	3.0
	Consumo Específico (MMBtu/MWh)	-	-	-	-	-	-
	Costo de Conexión (\$/kW)	90	90	90	-	-	90
	Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%	12%	12%
(WAAC antes de impuestos)							

El estudio también considera proyectos hidroeléctricos en diferentes regiones del país candidatos a la expansión del sistema, los cuales tienen parámetros individuales más específicos. Los parámetros técnicos y económicos de estos proyectos, presentados en la tabla a continuación, fueron elaborados con base en informaciones recibidas de autoridades locales¹³. Además, la ubicación de cada proyecto hidroeléctrico también se presenta en el mapa a continuación.

¹³ Los datos son indicativos, con base en informaciones recibidas por las autoridades peruanas a lo largo de los años, actualizados a Dic/2022 con base en el IPP de los EE. UU.

Tabla 13. Parámetros técnicos y financieros de los proyectos hidroeléctricos

Proyecto	Costo de inversión ¹⁴ (USD/kW)	Costo fijo de O&M ¹⁵ (USD/kW-año)	Vida útil (años)	Capacidad instalada (MW)
Embalse / Norte 1	4,265	84	50	600
Embalse / Norte 2	2506	50	50	730
Pasada / Norte 1	2297	46	50	50
Pasada / Norte 2	6382	128	50	124
Embalse / Centro - Norte 1	5,021	57	50	240
Pasada / Centro - Norte 1	3,580	72	50	180
Pasada / Centro - Norte 2	3,764	75	50	362
Pasada / Centro - Norte 3	5,777	116	50	373
Pasada / Centro - Norte 4	5,001	100	50	186
Pasada / Centro - Norte 5	4,165	83	50	225
Pasada / Centro - Norte 6	2,243	45	50	9
Pasada / Centro - Norte 7	2,908	58	50	255
Pasada / Centro 1	2,466	49	50	120
Pasada / Centro 2	3,060	61	50	121
Pasada / Centro 3	3,804	75	50	192
Embalse / Centro - Sur 1	2,698	54	50	750
Embalse / Sur 1	2,730	65	50	120
Embalse / Sur 2	1,995	54	50	300
Embalse / Sur 3	2,780	56	50	157
Embalse / Sur 4	2,730	65	50	160
Pasada / Sur 1	1,925	77	50	49



Además de las plantas hidroeléctricas convencionales en el estudio se consideraron las centrales hidroeléctricas de bombeo. En este contexto, se aplica una herramienta específica, el HERA, para seleccionar las mejores ubicaciones en Perú para la implementación de este tipo de proyecto, diseñar el proyecto de ingeniería y crear los candidatos a la expansión del sistema.

Las siguientes tablas ilustran los parámetros financieros de los candidatos de almacenamiento por bombeo para dos áreas seleccionadas por el modelo HERA (uno cerca del embalse de Tablachaca y otro en la provincia de Concepción, ambos en la región centro-sur del país), considerando diferentes capacidades y horas de operación del proyecto.

¹⁴ Corregido de acuerdo con el IPP de los EE. UU. Fuente: <https://fred.stlouisfed.org/series/PPIFIS>

¹⁵ Algunas centrales no poseían datos de costos fijos de O&M. Para estas centrales, se asumió el costo de 65 USD/kW-año, en línea con el promedio de las plantas que contenían datos disponibles.

Tabla 14. Parámetros financieros del almacenamiento por bombeo en Concepción

Capacidad (MW)	200	200	400	400
Tiempo de operación (horas)	8	12	8	12
Costo total (MM USD)	229.64	356.53	418.05	458.03
Costo reservorio superior (MM USD)	41.12	53.24	71.34	86.66
Costo reservorio inferior (MM USD)	12.24	15.47	22.88	39.41
Costo circuito hidráulico (MM USD)	23.58	23.58	49.23	40.37
Costo casa de máquinas (MM USD)	3.82	3.82	7.66	7.68
Costo equipo (MM USD)	47.86	47.85	85.04	85.20
Costo conexión a la red (MM USD)	2.06	2.07	2.10	2.00
Costo acceso por carretera (MM USD)	0.55	0.56	0.63	0.41
Costo socioambiental (MM USD)	32.81	36.65	59.72	65.43
Otros costos (MM USD)	65.61	73.29	119.44	130.87

Tabla 15. Parámetros financieros del almacenamiento por bombeo en Tablachaca

Capacidad (MW)	100	100	200	200
Tiempo de operación (horas)	4	8	4	8
Costo total (MM USD)	98.65	124.78	192.77	213.21
Costo reservorio superior (MM USD)	15.98	12.01	19.32	18.75
Costo reservorio inferior (MM USD)	0.00	0.00	0.00	0.00
Costo circuito hidráulico (MM USD)	7.86	18.97	20.71	40.88
Costo casa de máquinas (MM USD)	2.00	1.77	4.16	3.58
Costo equipo (MM USD)	30.08	36.55	64.00	57.70
Costo conexión a la red (MM USD)	0.14	1.85	1.72	0.87
Costo acceso por carretera (MM USD)	0.31	0.15	0.25	0.05
Costo socioambiental (MM USD)	14.09	17.83	27.54	30.46
Otros costos (MM USD)	28.19	35.65	55.08	60.92

Otra de las tecnologías previstas en este estudio fue captura y almacenamiento de CO₂ de las termoeléctricas de gas natural. Tal tecnología (CCS) permitiría eventualmente la continuación de la operación de centrales con reducción significativa de emisiones, aunque con costos más elevados.

La tecnología de CCS se encuentra todavía en fase de planificación y desarrollo, lo que lleva a un mayor grado de incertidumbre para la estimación de sus costos. Además, dada la heterogeneidad de soluciones referentes al transporte y almacenamiento, dependiente de condiciones locales específicas, la estimación de costos puede variar de manera significativa, mismo dentro de un mismo país.

Dado lo anterior, a continuación, se presentan los parámetros aplicables a las termoeléctricas con tecnología de captura y almacenamiento de carbono. Debido a características relacionadas al potencial de almacenamiento geológico y a la distancia para el transporte, se presentan parámetros aplicables a las térmicas ubicadas en las regiones: **(i) Norte, Centro y Centro Sur; y (ii) Sur.** Más detalles se presentan en el Anexo 4.

Tabla 16. Estructura de costos de los candidatos térmicos con CCS

Dato	Parámetro	CC con CCS (i)	CC con CCS (ii)	OC con CCS (i)	OC con CCS (i)
Estructura de costos	Capacidad instalada (MW)	300	300	120	120
	Costo de inversión (\$/ kW)	2750	2750	2400	2400
	Años de construcción	3	3	2	2
	Inversión durante la construcción (%)	30-40-30	30-40-30	50-50	50-50
	Vida útil (años)	25	25	25	25
	Costo fijo de O&M (\$/kW. Año)	90	90	55	55
	O&M (USD/MWh)	10	40	25.5	109.3
	Consumo Específico (MMBtu/MWh)	5.9	5.9	9.2	9.2
	Costo de Conexión (\$/kW)	90	90	90	90
	Tasa de descuento (WACC antes de impuestos)	12%	12%	12%	12%

La conversión de centrales existentes también fue considerada, con los costos relativos solamente a la instalación de la infraestructura de CCS – es decir, la diferencia entre los costos de una nueva central con CCS y una nueva central de gas convencional presentados anteriormente.

Evolución de parámetros económicos a lo largo del tiempo

Además de la estructura de costos presentada anteriormente, se adoptó en el estudio una tendencia decreciente en la evolución de los costos de inversión a lo largo del horizonte de estudio para algunas fuentes. Como referencia de esta evolución de costos de inversión, se tomaron los pronósticos sobre la madurez de las tecnologías, los cuales se basan en reportes de Lazard, BNEF y NREL.

Las figuras y tabla a continuación ilustran esta evolución de costos de inversión adoptada en el estudio de planificación para la elaboración de los candidatos eólicos, solares, CSP de 13 horas y baterías con almacenamiento de 1 horas y 4 horas a lo largo del horizonte de estudio.

Ilustración 32. Evolución de los costos de inversión de renovables

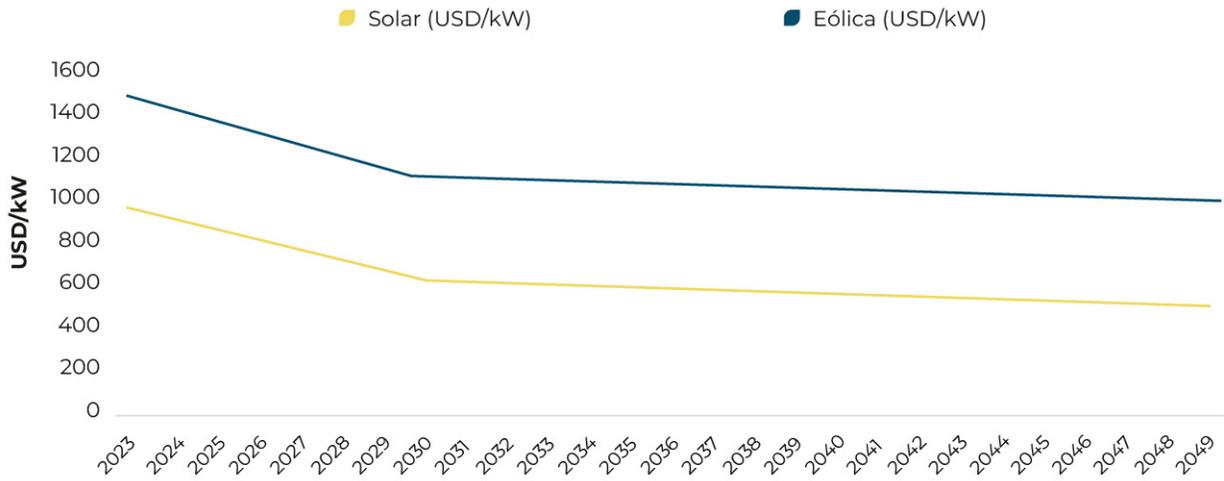


Ilustración 33. Evolución de los costos de inversión de CSP

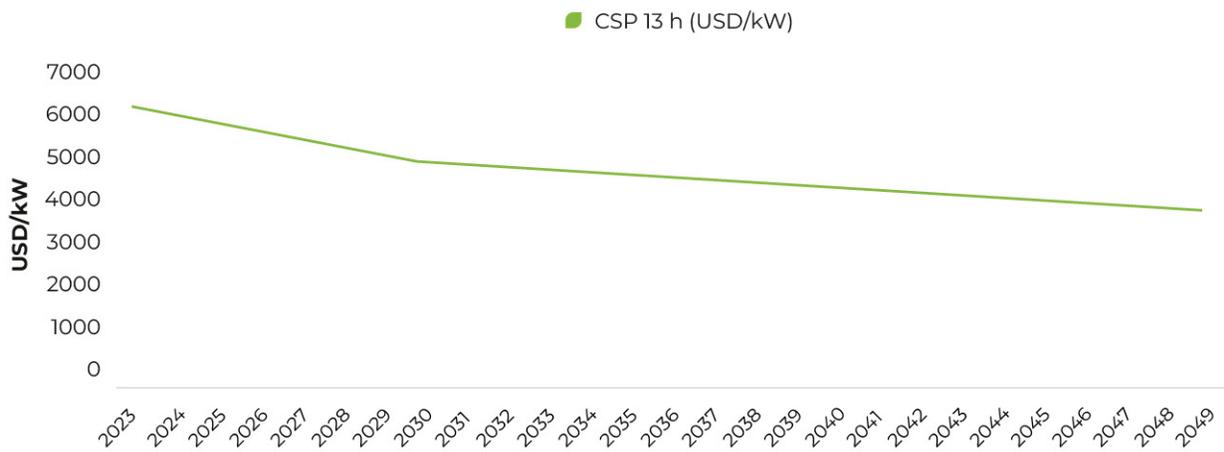


Ilustración 34. Evolución de los costos de inversión de baterías

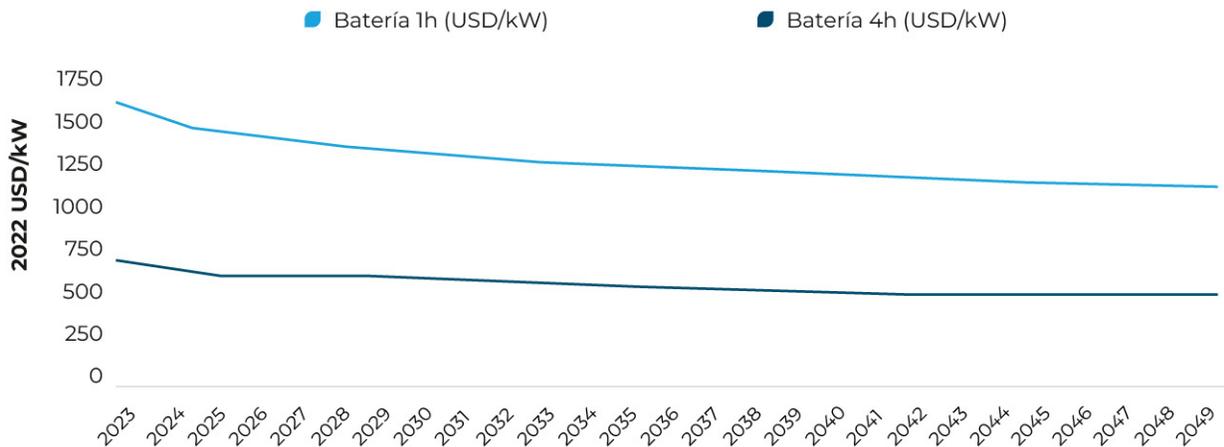


Tabla 17. Evolución de los costos de inversión de renovables y baterías

Año	Solar USD/kW)	Eólica USD/kW)	CSP 13h (USD/kW)	Batería 1h (USD/kW)	Batería 4h (USD/kW)
2023	923	1,431	6,030	627	1,587
2024	884	1,381	5,899	601	1,520
2025	844	1,331	5,766	575	1,453
2026	804	1,281	5,613	564	1,426
2027	765	1,231	5,439	553	1,398
2028	725	1,181	5,264	542	1,370
2029	686	1,131	5,083	531	1,342
2030	646	1,081	4,897	520	1,315
2031	640	1,076	4,844	513	1,298
2032	635	1,070	4,792	506	1,280
2033	629	1,065	4,743	500	1,263
2034	623	1,059	4,695	493	1,246
2035	617	1,054	4,649	486	1,229
2036	612	1,049	4,604	482	1,218
2037	606	1,043	4,560	477	1,206
2038	600	1,038	4,516	472	1,195
2039	594	1,032	4,472	468	1,184
2040	588	1,027	4,429	463	1,172
2041	583	1,022	4,385	460	1,164
2042	577	1,016	4,341	457	1,156
2043	571	1,011	4,296	454	1,148
2044	565	1,005	4,252	451	1,141
2045	560	1,000	4,208	448	1,133
2046	554	994	4,162	445	1,125
2047	548	989	4,118	442	1,118
2048	542	984	4,071	439	1,111
2049	537	978	4,003	436	1,104
2050	531	973	3,938	433	1,096

Anexo 2: Libro de Supuestos detallado para el ejercicio de planificación



Pronóstico de la demanda vegetativa

Las variables socioeconómicas consideradas inicialmente como correlacionadas con la evolución de la demanda vegetativa del país para la proyección econométrica de largo plazo son: **(i) el PIB nacional; (ii) la población del Perú; y (iii) las tarifas eléctricas promedio anuales.**

El estudio consideró pruebas estadísticas con datos históricos desde 1981 hasta 2018 y obtuvieron la siguiente ecuación para la proyección de largo plazo, en la que finalmente se consideró el PIB y la población del país como variables explicativas de la evolución de la demanda vegetativa, como se presenta a continuación.

1 $\text{Log(Demanda)} = C_{-1} \cdot \text{Log(PIB)} + C_{-2} \cdot \text{Log(Pob)} + C_{-4} + [\text{AR}(1) = C_{-5}]$

2 $\text{Log(Demanda)} = 0.685702 \cdot \text{Log(PIB)} + 1.33062 \cdot \text{Log(Pob)} - 12.57808 + [\text{AR}(1) = 0.880448]$

Para elaborar la proyección de la demanda vegetativa de largo plazo para el período 2023-2050, el estudio aplicó a la formulación presentada anteriormente las proyecciones de crecimiento de la población y de crecimiento del PIB del COES/MINEM, extendidas hasta 2050. Esta proyección se presenta más conservadora que los datos del mercado disponibles en la ocasión, pero permiten fueron aplicados de manera a mantener la adherencia con los pronósticos aplicados oficialmente en el país por las instituciones del sector.

Finalmente, para obtener la demanda a ser atendida por el SEIN, que es la demanda vegetativa final considerada en el modelo, también se considera las pérdidas estimadas relacionadas con las líneas de transmisión, las redes de distribución y los transformadores, como se presenta en el gráfico y tabla a continuación. Para la estimación de estas variables, se aplica la metodología oficial aplicada también por COES, considerando un índice de pérdidas en la red de transmisión de 7.4% y en la infraestructura de transformación de 2.7%. Con respecto a las pérdidas en la red de distribución, donde se ubica la demanda relacionada con la carga vegetativa, se considera una curva decreciente, disminuyendo linealmente de los 9.9% en 2022 hasta 9.3% al 2050.

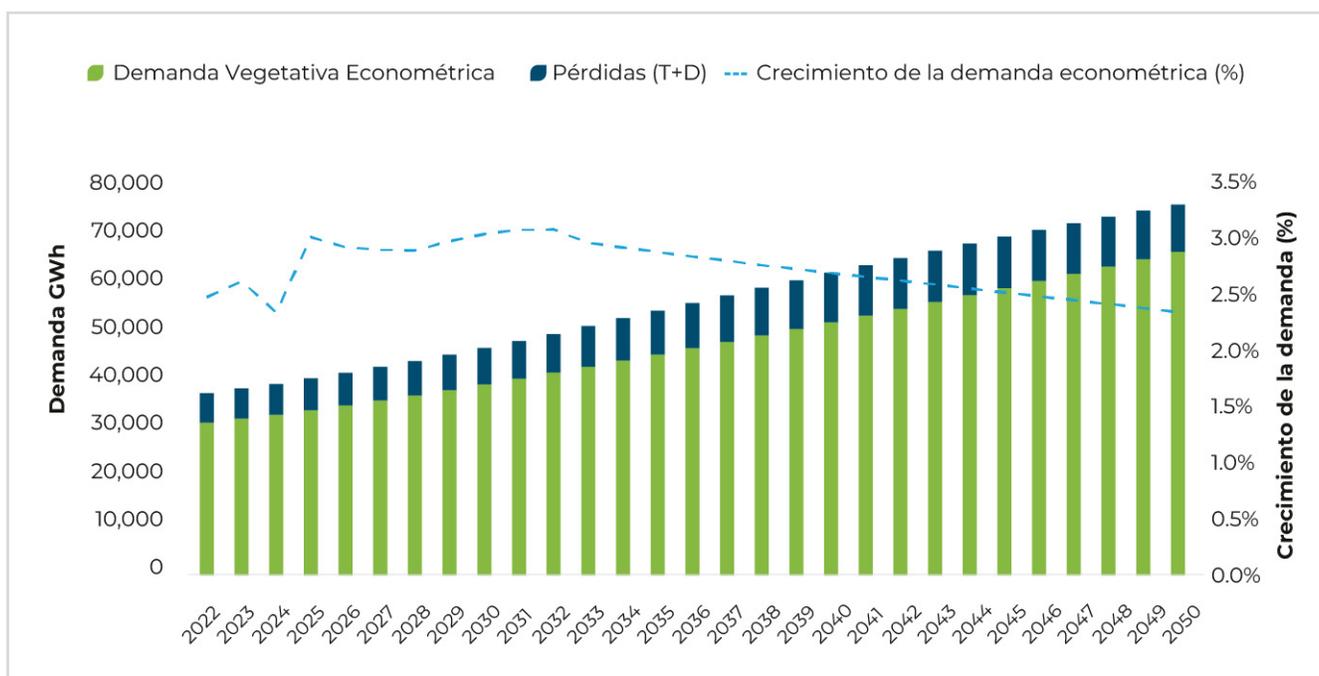


Tabla 0-1. Proyección de la demanda vegetativa

Año	Demanda Vegetativa Econométrica (GWh)	Pérdidas T+D (GWh)	Crecimiento de la demanda econométrica
2022	30,937	5,941	2.5%
2023	31,744	6,089	2.6%
2024	32,483	6,224	2.3%
2025	33,456	6,403	3.0%
2026	34,428	6,582	2.9%
2027	35,421	6,764	2.9%
2028	36,440	6,951	2.9%
2029	37,519	7,149	3.0%
2030	38,653	7,357	3.0%
2031	39,836	7,574	3.1%
2032	41,056	7,798	3.1%
2033	42,265	8,233	2.9%
2034	43,493	8,551	2.9%
2035	44,738	8,851	2.9%
2036	46,002	9,131	2.8%
2037	47,283	9,389	2.8%
2038	48,582	9,622	2.7%
2039	49,900	9,829	2.7%
2040	51,236	10,007	2.7%
2041	52,590	10,155	2.6%
2042	53,963	10,269	2.6%
2043	55,354	10,345	2.6%
2044	56,761	10,381	2.5%
2045	58,183	10,371	2.5%
2046	59,621	10,313	2.5%
2047	61,074	10,204	2.4%
2048	62,542	10,039	2.4%
2049	64,022	9,815	2.4%
2050	65,515	9,524	2.3%

Pronóstico de la demanda industrial

Para el pronóstico de la demanda de cargas especiales, el informe utiliza los pronósticos del MINEM/COES, que resultan de un listado detallado de las cargas especiales (existentes, ampliaciones y nuevos proyectos). A partir de estos datos, se proyecta una evolución de la demanda industrial concentrada en los primeros años del estudio, resultando en un crecimiento promedio anual de 2.0% en el periodo 2022-2032 y llegando a 24.7 TWh en 2032. En el periodo 2033-2050, se espera un incremento más suave, de 1.2% promedio, resultando en una demanda industrial estimada de casi 30.5 TWh en 2050, como se presenta en el gráfico y tabla a continuación.

Figura 13-4. Proyección de la demanda industrial

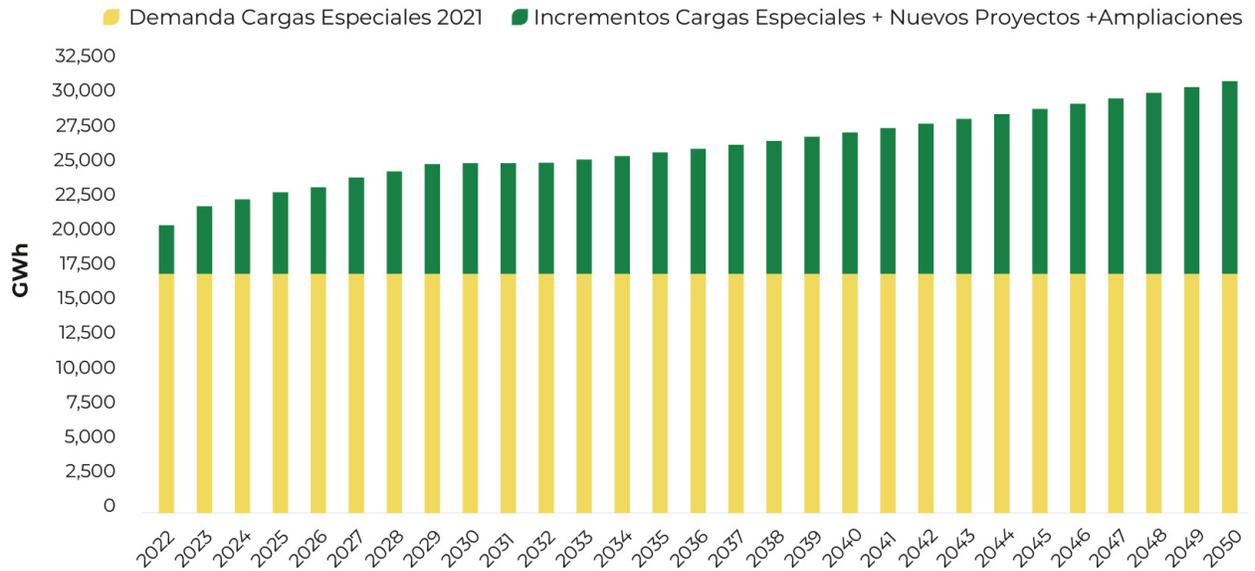


Tabla 0-2. Proyección de la demanda industrial

Año	Demanda cargas especiales 2021 (GWh)	Incrementos Cargas Especiales + Nuevos Proyectos + Ampliaciones (GWh)	Crecimiento promedio (%)
2023	16,900	4,755	6.6%
2024	16,900	5,254	2.3%
2025	16,900	5,745	2.2%
2026	16,900	6,105	1.6%
2027	16,900	6,793	3.0%
2028	16,900	7,214	1.8%
2029	16,900	7,740	2.2%
2030	16,900	7,802	0.3%
2031	16,900	7,805	0.0%
2032	16,900	7,822	0.1%
2033	16,900	8,059	1.0%
2034	16,900	8,305	1.0%
2035	16,900	8,558	1.0%
2036	16,900	8,821	1.0%
2037	16,900	9,092	1.1%
2038	16,900	9,373	1.1%
2039	16,900	9,663	1.1%
2040	16,900	9,963	1.1%
2041	16,900	10,274	1.2%
2042	16,900	10,595	1.2%
2043	16,900	10,927	1.2%
2044	16,900	11,270	1.2%
2045	16,900	11,625	1.3%
2046	16,900	11,992	1.3%
2047	16,900	12,372	1.3%
2048	16,900	12,765	1.3%
2049	16,900	13,171	1.4%
2050	16,900	13,592	1.4%

Pronóstico de otras categorías de demanda

Finalmente, para la proyección de la demanda del SEIN, el estudio considera en el horizonte de estudio otras categorías de demanda, asociadas a las **(i) cargas incorporadas (sistemas eléctricos aislados incorporados en el SEIN) y (iii) otras cargas.**

Como se presenta en la tabla y gráfico a continuación, en el horizonte de estudio se incorporan al SEIN 2.8 TWh por estos dos rubros, en su mayoría por cargas incorporadas – especialmente debido la incorporación de la carga referente a los sistemas aislados de Tarapoto, Pucallpa, Tumbes, Puerto Maldonado y Talara.

Figura 13-5. Proyección de otras categorías de demanda

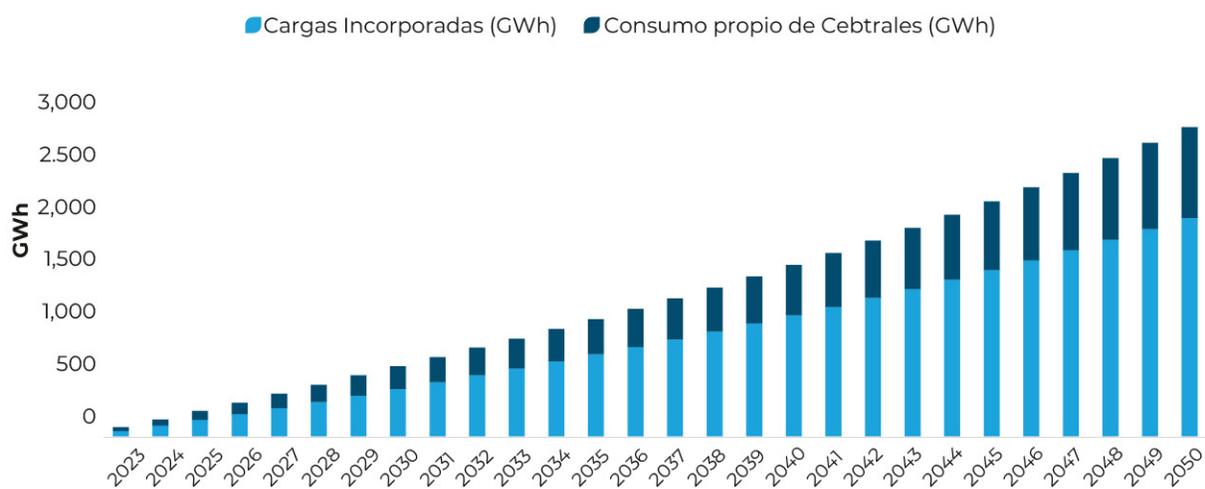


Tabla 0-3. Proyección de otras categorías de demanda

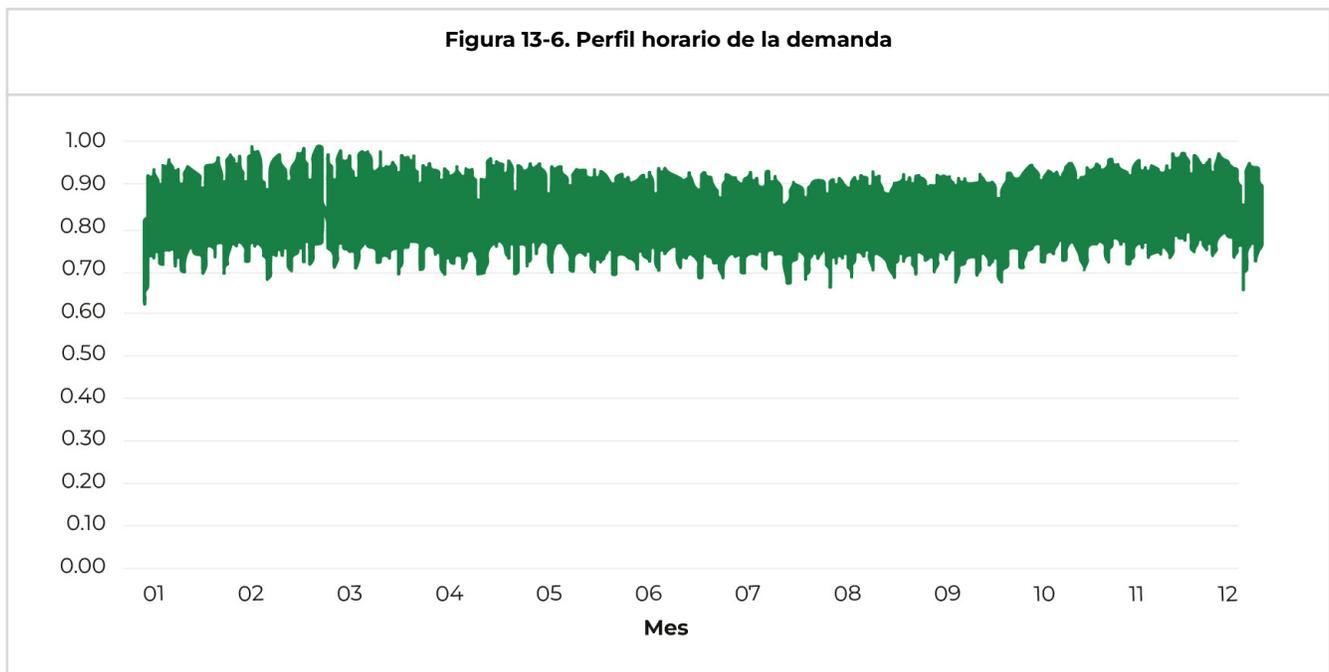
Año	Cargas Incorporadas (GWh)	Consumo propio de centrales (GWh)
2023	47	34
2024	97	55
2025	148	80
2026	201	103
2027	255	131
2028	310	155
2029	367	182
2030	428	204
2031	490	225
2032	553	248
2033	614	268
2034	677	292
2035	742	317
2036	808	342

2037	877	369
2038	948	397
2039	1,020	425
2040	1,095	455
2041	1,172	486
2042	1,251	518
2043	1,333	551
2044	1,417	585
2045	1,503	620
2046	1,592	657
2047	1,684	696
2048	1,778	735
2049	1,875	777
2050	1,975	820

Perfil de la demanda

El ejercicio considera el mismo perfil horario observado en 2019. Sin embargo, dado que cada categoría de consumo (vegetativo e industrial) tiene diferentes perfiles de demanda y diferentes crecimientos a lo largo del horizonte de estudio, se espera que el perfil de carga horaria cambia a lo largo del tiempo. Para considerar eso, se incorpora al modelo un perfil de demanda para cada categoría, siendo el perfil de la demanda industrial menos variable que el perfil de la demanda vegetativa – esto se obtuvo a través de las bases de datos SDDP del COES, que posee pronósticos (y perfiles) de demanda vegetativa e industrial separados.

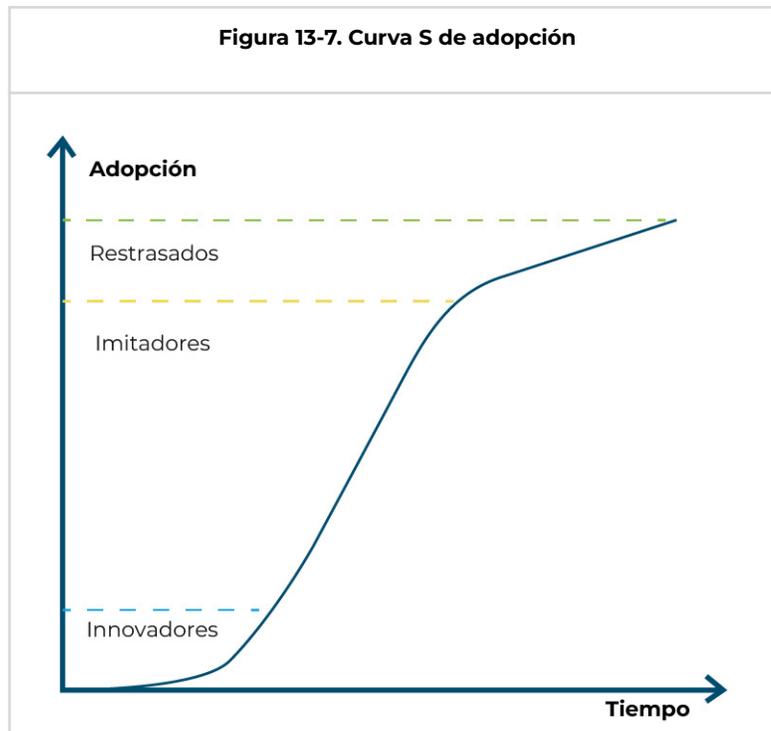
Como se ve en el gráfico a continuación, la demanda en Perú tiene ligeras variaciones estacionales: el consumo de energía es ligeramente mayor en el período de verano. Esta pequeña variación de la demanda del sistema se explica, entre otros factores, por la importante participación de los proyectos mineros en la carga eléctrica del país, cuyo consumo es mucho menos variable que el de otros sectores, compensando así las mayores variaciones de la demanda vegetativa.



Generación distribuida

Enfoque metodológico

Para estimar la tendencia de crecimiento de la participación de la generación distribuida se utilizó el Modelo de Bass¹⁶, que está enfocado en estimar la curva de adopción de innovaciones. Este método indica que la difusión de una tecnología puede ser representada por una “curva S”, dividido en las fases de los adoptantes iniciales (innovadores), adopción mayoritaria (imitadores) y adoptantes finales (retrasados), como se presenta en la figura a continuación. Ese tipo de modelo fue usado por regulador brasileño, para el planeamiento oficial del mercado de micro y minigeneración (4MD)¹⁷, para la proyección de la generación distribuida.



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

El modelo consta de cuatro etapas: **(i) Evaluación socioeconómica del mercado potencial; (ii) Estimación del mercado potencial final; (iii) Determinación de la difusión del mercado; y (iv) Calibración del modelo según datos históricos.**

Con respecto a la evaluación socioeconómica, este paso tiene como objetivo determinar quién tiene las condiciones para adquirir el producto. Como la instalación de sistemas de generación distribuida requiere una alta inversión inicial, el mercado puede restringirse a la cantidad de unidades con mayores ingresos. En la etapa de estimación del mercado potencial final, se estima el número de hogares, con base en el universo de consumidores capacitados técnica y financieramente, que están dispuestos a invertir en la tecnología de acuerdo con el atractivo económico presentado. Para ello se utiliza el concepto de payback¹⁸. A partir de la definición del payback, se puede definir el mercado final como¹⁹:

¹⁶ F. M. BASS, “A new product growth for model consumer durables”, 1969.

¹⁷ Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029”, 2019.

¹⁸ National Renewable Energy Laboratory (NREL), “The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation”, 2016; B. SIGRIN y E. DRURY, “Diffusion into New Markets: Economic Returns Required by Households to Adopt Rooftop Photovoltaics”, 2014.

¹⁹ R. BECK, “Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study”, 2009.

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

Donde:

fmm: Fracción de mercado máxima;

SPB: Sensibilidad al payback;

TPM: Tiempo de payback, calculado en años.

Utilizando estudios anteriores²⁰, fue estimada²¹ la sensibilidad al payback como 0.3, parámetro que se puede calibrar a partir de datos históricos del país o de una región con características similares. A partir del cálculo de la fracción de mercado máxima (**fmm**) y del mercado potencial inicial, se puede definir el mercado potencial final, de acuerdo con la siguiente formulación:

Mercado potencial final = fmm x mercado potencial inicial

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 referencias²², la función de distribución acumulada del potencial adoptante en el tiempo **t** se puede definir como:

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

Donde:

F(t): Función de distribución acumulada

p: Coeficiente de innovación

q: Coeficiente de imitación

El parámetro p es el factor relacionado con la innovación y el factor q es 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 acuerdo con la literatura²³ y en aplicaciones reales en la región, se sugiere adoptar valores contenidos en los siguientes rangos:

$$\begin{aligned} 0 < p < 0,01; \\ 0,3 < q < 0,5; \\ 6 < \ln(q/p) < 12 \end{aligned}$$

²⁰ J. C. KASTOVICH, "Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis", 1982; N. CONSULTING, "Arizona Solar Electric Roadmap Study Full Report", 2007.

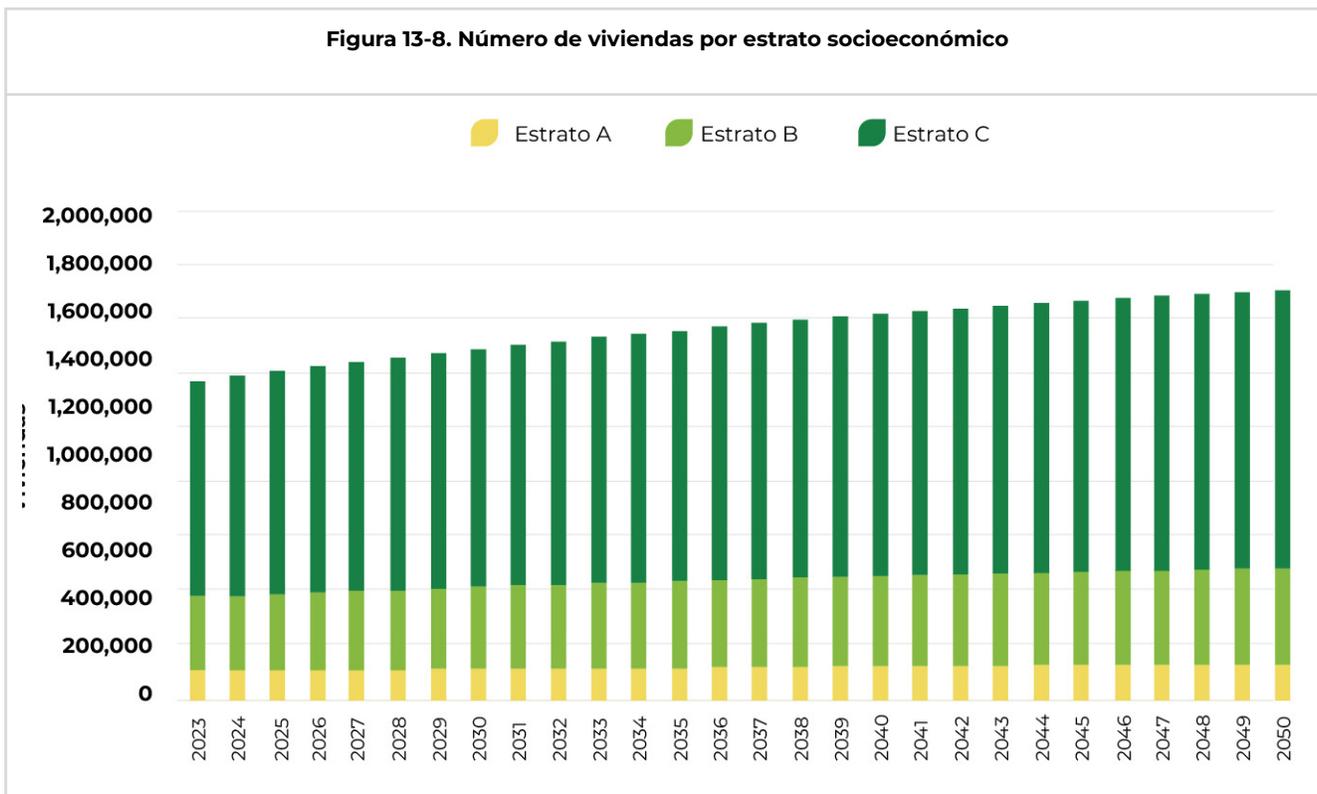
²¹ G. KONZEN, "Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass", 2014.

²² Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029", 2019; T. ISLAM, "Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from", 2014; M. GUIDOLIN y C. MORTARINO, "Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates", 2010.

²³ V. MAHAJAN, "Diffusion of new products: empirical generalizations and managerial uses", 1995.

Para proyectar la inserción de la generación distribuida en el contexto nacional, el primer dato es el mercado potencial. En general, la instalación de equipos de generación distribuida se concentra en el sector residencial en las viviendas de mayores ingresos, empresas con mayor capacidad financiera y pequeñas industrias. De acuerdo con los datos proporcionados por el MINEM, se aplicó la metodología propuesta al sector residencial, para la cual hay tales datos. Dados los costos de inversión iniciales para la instalación de equipos de generación distribuida, se consideró que solo los Estratos A, B y C contarían con la capacidad financiera necesaria, constituyendo así el mercado potencial de esta tecnología.

Figura 13-8. Número de viviendas por estrato socioeconómico



En cuanto al consumo de cada estrato, se tomó la información de la Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía²⁴. Tomando en cuenta el consumo mensual de cada Estrato, se estimó la potencia necesaria del equipo de generación.

Tabla 0-4. Consumo de energía por estrato y potencia estimada del equipo de generación

Estrato	Estrato A	Estrato B	Estrato C
Consumo de energía (kWh-mes)	276	256	200
Potencia del equipo (kW)	2.3	2.1	1.7

²⁴ Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/ERCUE/

El segundo componente para la aplicación de la metodología se refiere a los parámetros de instalación de los equipos de generación, así como los costos asociados. Ambos datos tienen un impacto directo en la estimación del Payback para el consumidor (Payback simples), cambiando así el incentivo percibido para instalar este equipo a lo largo del tiempo. La información considerada se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 0-5. Parámetros para el cálculo del payback

Parámetros Generación Distribuida	
Irradiación (kWh/m ² /d)	5.000
Performance Ratio (PR)	80.0%
Factor de Capacidad (%)	16.7%
Capex inicial (USD / Wp)	1.200
Reducción anual de Capex	1.0%
Degradación Anual (%)	0.50%
Vida útil del sistema (años)	25.00
Costos O&M (USD/año)	1%
Costo trocado inversor (CAPEX)	15%
Año da trocado inversor (años)	10
Tiempo construcción (meses)	2.00

Relacionado con la tarifa eléctrica, se tomaron los valores aplicables a la región de Lima. Según el pliego tarifario vigente, el valor de tarifa aplicable a la opción tarifaria BT5B (opción comúnmente elegida por los consumidores residenciales y que contiene solamente la valoración de la energía activa en la tarifa) es de alrededor de 225.3 USD/MWh²⁵.

Finalmente, para la aplicación de la metodología, es necesario estimar los coeficientes de innovación e imitación aplicables. Sin embargo, actualmente el histórico de instalación de esa tecnología es muy limitado, impidiendo la calibración de los factores. Por ello se estiman dos escenarios, uno que se utilizara para el Caso Base y para el Neto Cero y otro para el Neto Cero AE). La tabla a continuación presenta los coeficientes de innovación e imitación adoptados en cada escenario.

Tabla 0-6. Parámetros BASS para la generación distribuida

Escenario	BAU	Neto Cero AE
Coefficiente de Innovación	0.005	0.008
Coefficiente de imitación	0.300	0.400

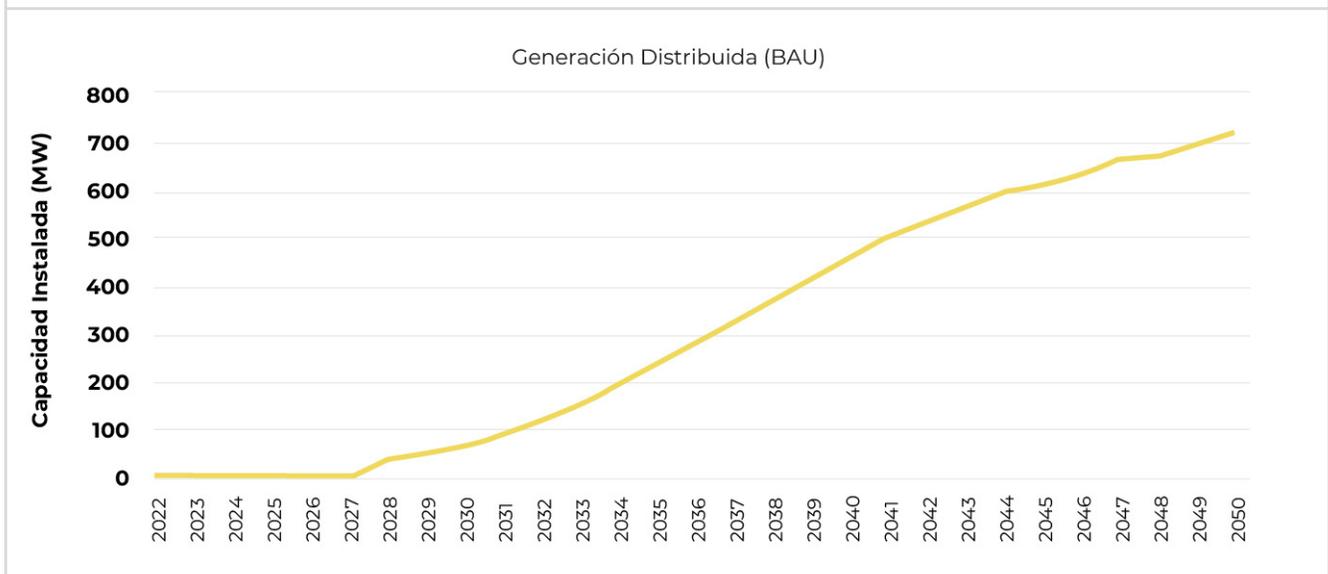
²⁵ Disponible en: https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/empresas/archivos/pliego-tarifario---distribucion/230104_1%20Pliego%20ENEL%20Consumo%20energ%C3%ADa%20y%20potencia_con%20IGV_ENV_v1_%20WEB..pdf

Pronóstico de la generación distribuida

Caso Base

Bajo los supuestos adoptados para este caso, la generación distribuida presenta un crecimiento especialmente a partir de mediados de 2030. Inicialmente representando una participación limitada de 0.2% de la demanda vegetativa, la penetración de esta tecnología se incrementa, aún limitada, para 1.3% al 2040 y 1.6% en 2050. En el último año del estudio, se espera una instalación total de más de 700 MW de paneles fotovoltaicos en las residencias, como ilustrado en la siguiente figura. Cabe señalar el incremento en la instalación de equipos de generación distribuida a partir de 2028, año considerado para la implementación de la nueva regulación.

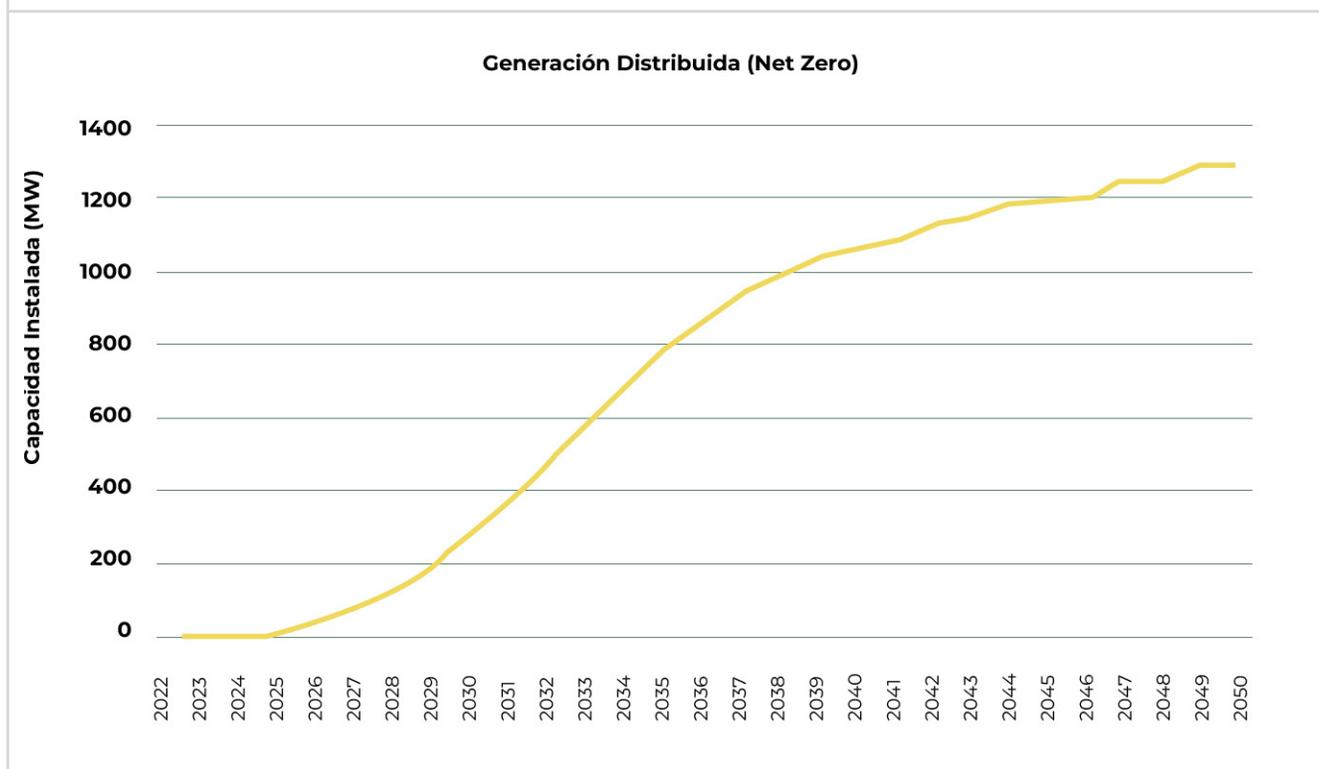
Figura 13-9. Capacidad instalada de la generación distribuida en el escenario BAU



Caso Neto Cero AE

Bajo los supuestos para este otro escenario, la generación distribuida presenta un crecimiento más temprano en relación con el caso BAU, con un aumento a partir de 2030. Al inicio de 2030, la energía generada por los equipos de generación distribuida es de 1.1% de la demanda vegetativa proyectada, participación que se incrementa a casi 3% al 2050. En el último año del estudio, se espera una instalación total de más de 1.3 GW de paneles fotovoltaicos en las residencias, como ilustrado en la siguiente figura.

Figura 13-10. Capacidad instalada de la generación distribuida en el escenario Neto Cero AE



Electromovilidad

En esta sección se detalla la metodología y supuestos adoptados para elaborar el pronóstico del despliegue de vehículos eléctricos (livianos, autobuses y camiones) en el país.

Enfoque metodológico

El sector transporte en Perú es responsable de aproximadamente el 13% de las emisiones totales del país. Actualmente, se estima que casi la totalidad de los vehículos automotores del Perú utilizan combustibles fósiles.

En los últimos años, la electromovilidad ha ganado protagonismo a nivel mundial como alternativa a los vehículos de combustión interna en el contexto de la transición energética. En Perú, el despliegue de la electromovilidad todavía se encuentra en una etapa muy inicial, pero podría esperarse un crecimiento y desarrollo de estas tecnologías en el futuro.

La tabla a continuación presenta el consumo de electricidad estimado por categoría de vehículo eléctrico²⁶.

²⁶ Para vehículos livianos eléctricos, livianos híbridos y buses, el consumo eléctrico se basa en el Plan Nacional de Electromovilidad, elaborado para la Asociación Automotriz del Perú (Abril 2021).

Tabla 0-7. Consumo de electricidad por vehículo eléctrico

Subcategoría ²⁷	Livianos Eléctricos	Livianos Híbridos	Buses	Vehículos menores
Demanda anual (MWh/unidad)	3	4	57	0.35
Demanda (kW/unidad)	2	2	37	1.2

²⁶ Para vehículos livianos eléctricos, livianos híbridos y buses, el consumo eléctrico se basa en el Plan Nacional de Electromovilidad, elaborado para la Asociación Automotriz del Perú (Abril 2021).

²⁷ Para los vehículos livianos, se considera la suma entre las clases Automóvil, Station Wagon, Camioneta Pick Up, Camioneta Rural y Camioneta Panel.

Para planificar la adopción de esta tecnología se usa el método de difusión como fue el caso para generación distribuida. Sin embargo, en el caso de los vehículos eléctricos, es importante señalar que existen diferentes tipologías de vehículos (con diferentes costos y aplicaciones) que, en consecuencia, pueden resultar en diferentes velocidades de adopción.

Finalmente, otras tecnologías posiblemente más viables también deben ser consideradas como alternativas para la descarbonización del sector transporte, como el uso de hidrógeno verde en el transporte pesado. Esta consideración puede llevarse a cabo utilizando subcategorías en el transporte por camión (transporte ligero y pesado), por ejemplo, o de forma simplificada imponiendo un límite máximo a las ventas anuales por categoría. En este estudio, teniendo en cuenta tales características específicas de los camiones, se aborda la electrificación de esta categoría en conjunto con la inserción de hidrógeno, segregando la flota en categorías de camiones livianos, medianos y pesados. El enfoque relacionado con los camiones se presentará a continuación.

La formulación explícita del Modelo de Difusión de Bass propuesta para la proyección de largo plazo del despliegue de los vehículos eléctricos se presenta a continuación.

$$n(t) = pM - pN_t + qN_t - \frac{q}{M} \cdot N^2$$

Donde:

$n(t)$: Ventas anuales

N_t : Compras acumuladas hasta el inicio del periodo t

M : Tamaño del mercado

p : Coeficiente de innovación

q : Coeficiente de imitación

Para la calibración de los parámetros de imitación e innovación se tomaron en cuenta las proyecciones del Plan Nacional de Electromovilidad elaborado para la Asociación Automotriz del Perú, el cual contiene proyecciones para vehículos livianos, buses y camiones hasta el 2030. Además, para los vehículos livianos, se considera una proporción fija en la que el 60% del total de vehículos implementados son eléctricos puros y 40% son híbridos.

La tabla a continuación presenta los coeficientes de innovación e imitación adoptados en cada escenario (Business-as-Usual y Neto Cero con alta electrificación) y para cada categoría de vehículo eléctrico.

Tabla 0-8. Coeficientes de innovación e imitación

Subcategoría	Livianos		Buses		Vehículos menores	
	BAU	Neto Cero AE	BAU	Neto Cero AE	BAU	Neto Cero AE
Coeficiente de Innovación	0.0004	0.0020	0.0005	0.0100	0.0070	0.0076
Coeficiente de imitación	0.2112	0.3447	0.3190	0.3848	0.3000	0.3500

Electrificación de camiones

Los camiones pesados son más difíciles de descarbonizar, debido a las largas distancias que recorren con una carga útil pesada. En el estudio también se analizó la posibilidad de sustituir parte de la flota de camiones de motores de combustión interna por nuevas alternativas, sea a través de motor eléctrico con batería recargable (tratada en esta sección), sea de pilas de hidrógeno (tratada en la sección de pronóstico de demanda de hidrógeno). En esta sección, se presenta la metodología y proyecciones de demanda de electricidad por camiones eléctricos – que se sumarán a las de los otros vehículos en la próxima sección.

El primer paso para realizar la proyección de camiones eléctricos en Perú fue dividir las categorías de camiones. Es posible dividir estos vehículos en tres categorías teniendo en cuenta los datos de Servicios de Transporte Terrestre por Carretera del Ministerio de Transporte y Comunicaciones, como se muestra en la tabla a continuación.



Tabla 0-9. Clasificación de camiones

Livianos	Medianos	Pesados
Camiones de dos ejes	Camiones de tres ejes	Camiones de 4 o más ejes y remolcadores

Para cada categoría de camión, el factor de consumo se calculó a partir del consumo de energía por kilómetro (considerando una eficiencia de la batería del 85%) y la distancia media recorrida al año. Los factores de consumo se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 0-10. Factores de consumo de camiones

Subcategoría	Livianos	Medianos	Pesados
Consumo (kWh/km)	0.12 ²⁸	0.67 ²⁹	0.98 ³⁰
Utilización (km/año) ³¹	54,211	82,056	102,132
Factores de consumo (MWh/unidad)	7.83	64.51	117.75

En este estudio sólo se ha considerado la tecnología de baterías para camiones livianos y medianos, porque se considera que estas categorías cubrirán distancias más cortas, requiriendo una carga útil razonable. La tecnología de la pila de combustible (H2) fue la considerada para los camiones pesados, que recorren largas distancias con una gran carga útil.

El primer paso para la proyección de la electrificación en camiones fue evaluar la evolución de la flota total de camiones hasta 2050. Para ello, se calculó la tasa de crecimiento de la flota de camiones de 2013 a 2021, a partir de los números del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, que fue del 5,46% al año. Suponiendo que esta tasa de crecimiento se mantenga en el futuro y utilizando el número actual de la flota, fue posible calcular la flota de 2050, que es de 1,13 millones de camiones (contra 0,24 millones de camiones en 2021).

Tabla 0-11. Proyección de camiones hasta 2050

Año	Parque Camiones (miles)	Ventas Camiones (miles)
2023	268.0	23.4
2024	282.6	24.7
2025	298.1	26.0
2026	314.3	27.5
2027	331.5	29.0
2028	349.6	30.5
2029	368.7	32.2
2030	388.8	34.0
2031	410.0	35.8
2032	432.4	37.8
2033	456.0	39.8
2034	480.9	42.0
2035	507.2	44.3
2036	534.9	46.7
2037	564.1	49.3
2038	594.9	52.0
2039	627.4	54.8
2040	661.6	57.8
2041	697.8	60.9
2042	735.9	64.3
2043	776.0	67.8
2044	818.4	71.5
2045	863.1	75.4
2046	910.2	79.5
2047	959.9	83.8
2048	1012.3	88.4
2049	1067.6	93.2
2050	1125.9	98.3

²⁸ Disponible en: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2020/08/161542.pdf>

²⁹ Se ha considerado el consumo actual de un camión mediano (<https://freightliner.com/trucks/em2/specifications/#tab-6>) y se ha supuesto que su consumo de electricidad disminuirá un 15% al 2050.

³⁰ Disponible en: https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/20180725_T&E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf

³¹ Disponible en: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/clima/arquivos/opcoes-de-mitigacao-de-emissoes-de-gee-em-setores-chave/modelagem-setorial-de-opcoes-de-baixo-carbono-para-o-setor-de-transportes.pdf>

Con datos de la flota, se utilizó el modelo de difusión de Bass para proyectar las ventas de camiones eléctricos. Para la calibración de los parámetros de imitación e innovación se tomaron en cuenta las proyecciones del Plan Nacional de Electromovilidad elaborado para la Asociación Automotriz del Perú, el cual contiene proyecciones para vehículos livianos, buses y camiones hasta el 2030.

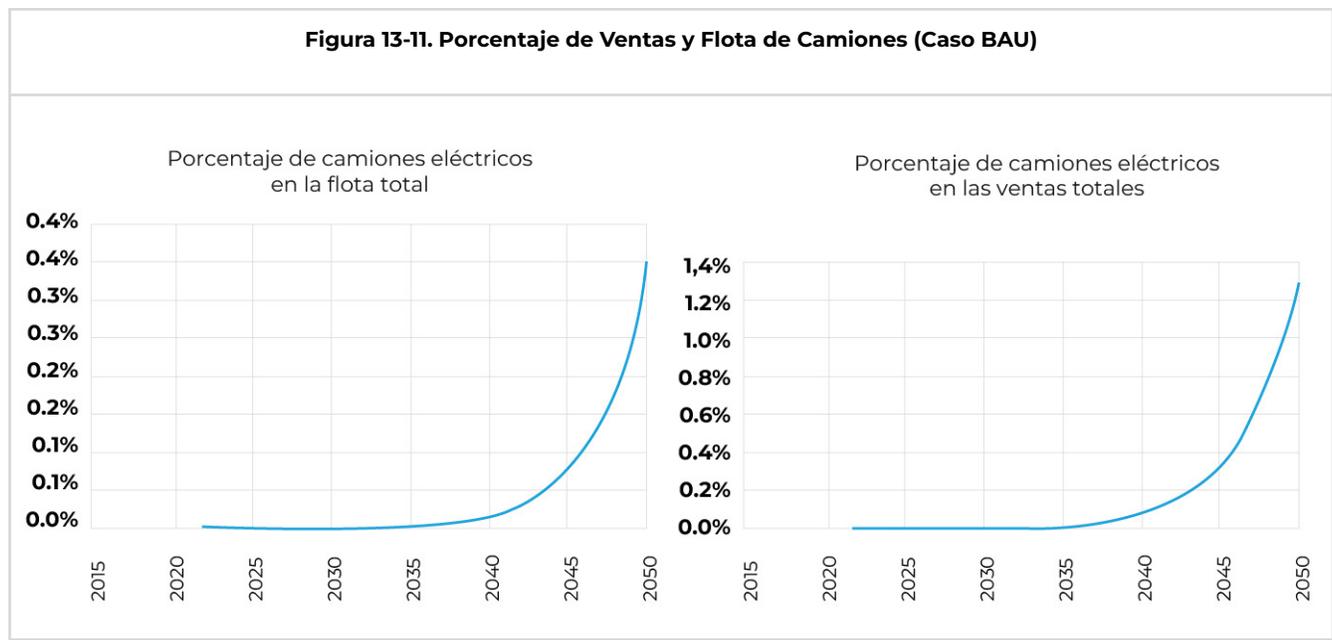
Tabla 0-12. Coeficientes de innovación e imitación para Camiones

Subcategoría	Camiones	
Escenario	BAU	High Case
Coeficiente de Innovación	0.0000013286	0.00001399525
Coeficiente de imitación	0.2839	0.2733

Para calcular las ventas de camiones se ha tenido en cuenta la diferencia de flota entre los años y la rotación de camiones.

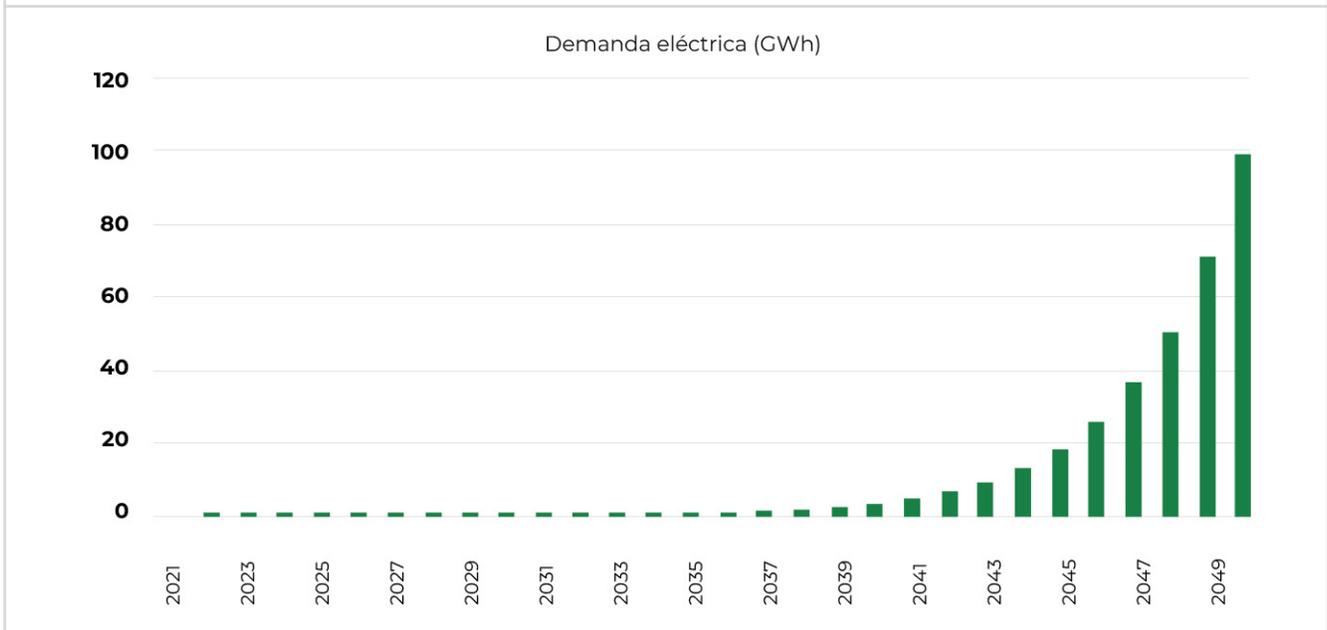
Caso Base

En el escenario Caso Base, se consideró una penetración de vehículos eléctricos más demorada en Perú. En este caso los camiones alcanzan una participación de ventas del 1.27% en el fin del horizonte de estudio y un porcentaje de 0.36% de la flota total de camiones. A continuación, se muestran las curvas de previsiones de ventas y flotas de los camiones considerados en este análisis.



A continuación, se presenta la demanda eléctrica para la electrificación de la flota para cada año en este escenario.

Figura 13-12. Proyección de la demanda de electromovilidad de camiones (Caso BAU)

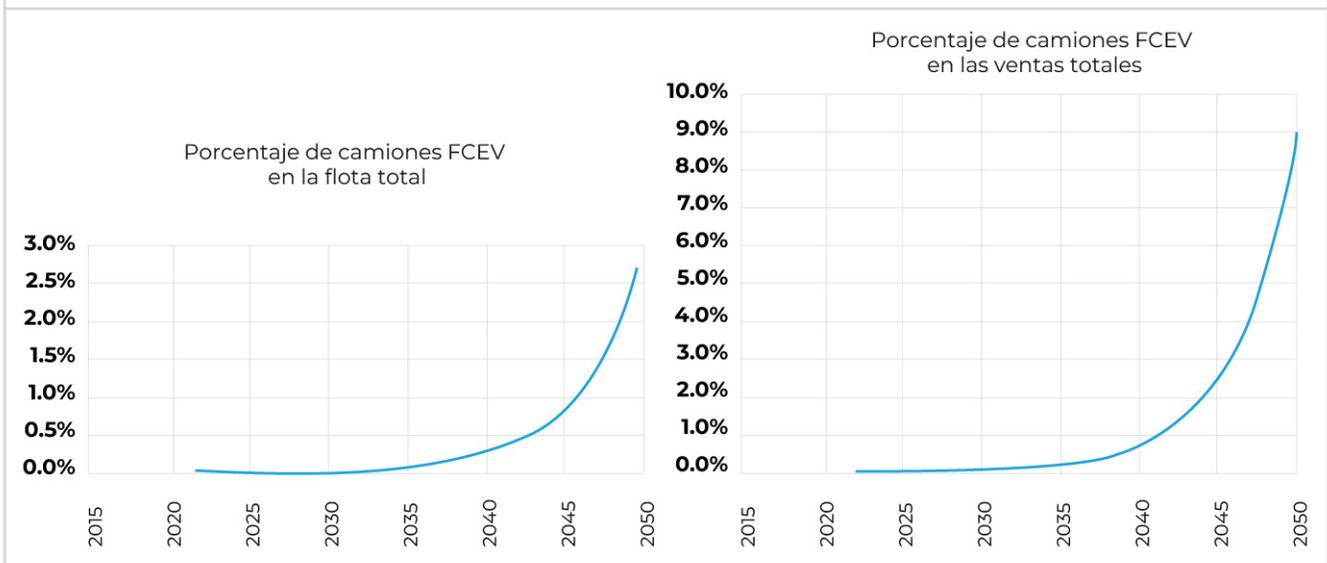


Neto Cero AE

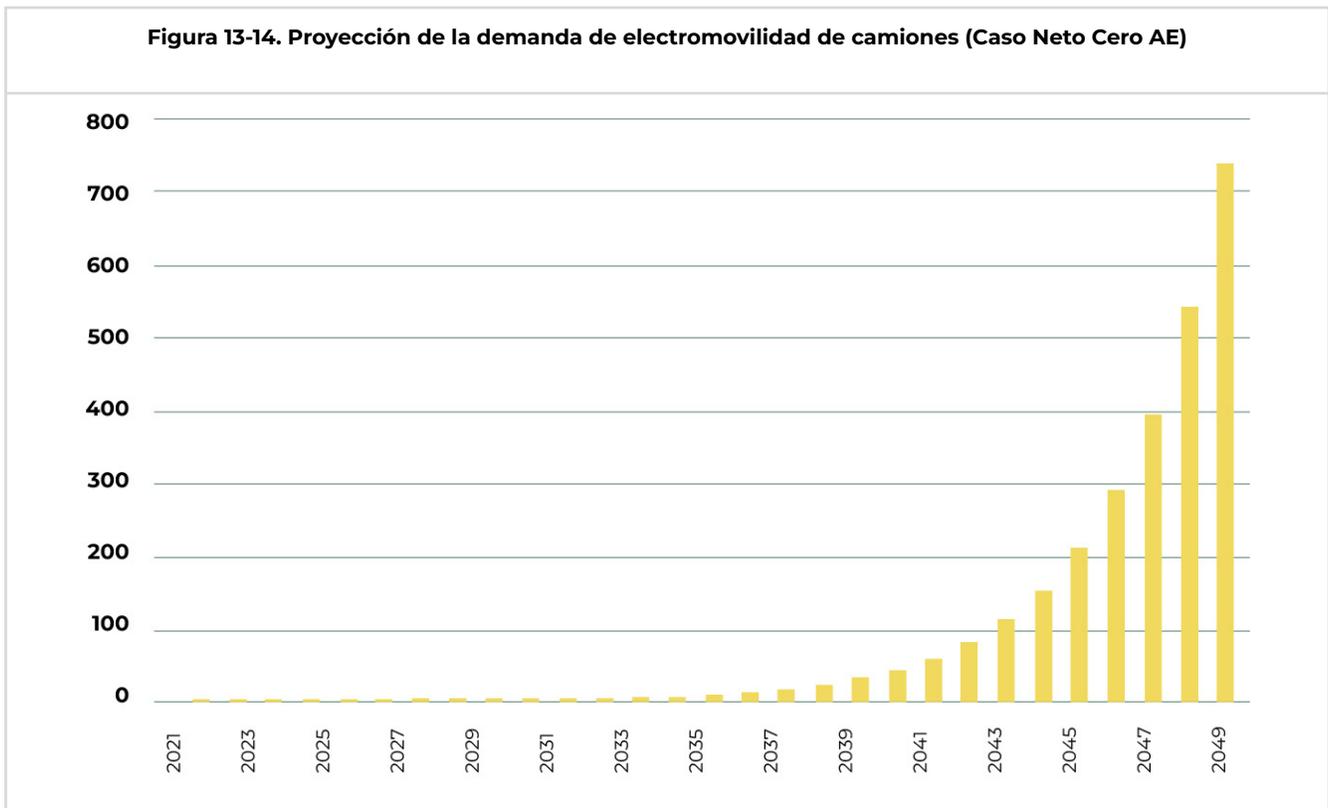
En el escenario Neto Cero AE, por otro lado, se consideró una penetración de vehículos eléctricos en Perú más acelerada. En este caso los camiones alcanzan una participación de ventas de 9.10% en el fin del horizonte de estudio y un porcentaje de 2.72% de la flota total de camiones.

A continuación, se muestran las curvas de previsiones de ventas y flotas de los camiones considerados en este análisis.

Figura 13-13. Porcentaje de Ventas y Flota de Camiones eléctricos (Caso Neto Cero AE)



A continuación, se presenta la demanda eléctrica para la electrificación de la flota para cada año en este escenario.



Proyección de la flota total

Para proyectar la inserción de vehículos eléctricos en el horizonte de estudio, es necesario proyectar las ventas totales anuales de cada categoría. En el largo plazo, las ventas de vehículos se proyectan teniendo en cuenta dos componentes: **(i) el crecimiento de la flota, que puede estar correlacionado con la demanda y/o la economía, y (ii) los retiros de los vehículos antiguos.**

Para proyectar el crecimiento total de la flota, fueron utilizados datos históricos de la flota, correlacionando dichos datos con el crecimiento histórico de la población y el PIB nacional. Los factores para cada categoría (excluyendo los camiones, que se proyectaron en la sección anterior) se muestran a continuación.

Tabla 0-13. Parámetros de la regresión

Subcategoría	Livianos	Buses	Menores
Coefficiente de regresión PBI	0.732	0.293	0.809
Coefficiente regresión población	276.410	-	768.810
Constante	-6 811 983	-62 249	-22 419 303

A continuación, se presenta los valores proyectados para la flota de livianos, buses y vehículos menores, los cuales son considerados en la estimativa de electrificación del transporte.

Tabla 0-14. Proyección de parque automotor, por categoría

Año	Livianos (millones)	Buses (millones)	Menores (millones)
2023	2.9	0.1	4.0
2024	3.0	0.1	4.3
2025	3.1	0.1	4.5
2026	3.2	0.1	4.8
2027	3.3	0.1	5.0
2028	3.4	0.1	5.2
2029	3.5	0.1	5.5
2030	3.6	0.1	5.7
2031	3.7	0.1	5.9
2032	3.8	0.1	6.2
2033	3.9	0.1	6.4
2034	3.9	0.2	6.6
2035	4.0	0.2	6.8
2036	4.1	0.2	7.0
2037	4.2	0.2	7.1
2038	4.2	0.2	7.3
2039	4.3	0.2	7.5
2040	4.4	0.2	7.6
2041	4.5	0.2	7.8
2042	4.5	0.2	7.9
2043	4.6	0.2	8.1
2044	4.6	0.2	8.2
2045	4.7	0.2	8.4
2046	4.8	0.2	8.5
2047	4.8	0.3	8.6
2048	4.9	0.3	8.7
2049	4.9	0.3	8.8
2050	5.0	0.3	8.9

Pronóstico de la demanda de electromovilidad

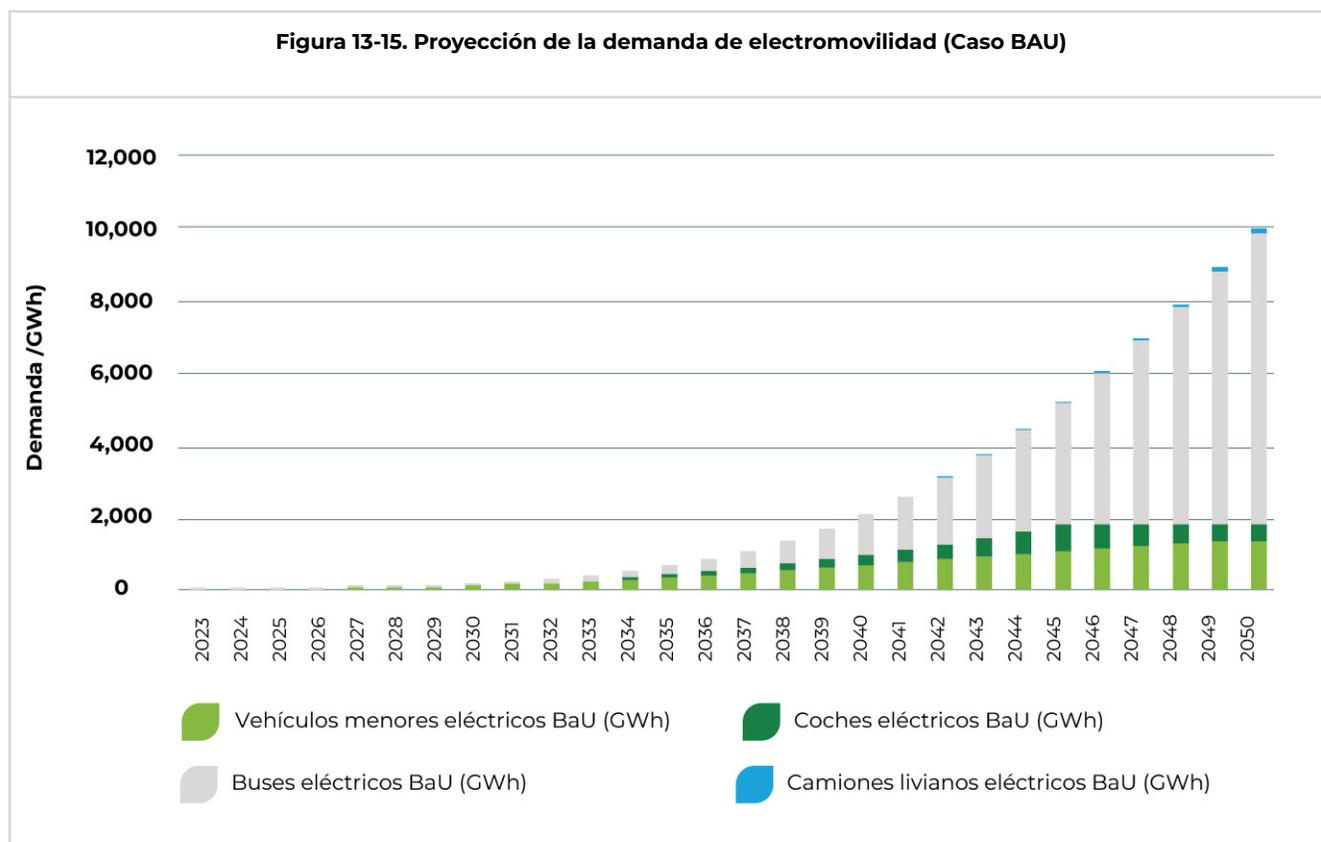
En el escenario Caso Base, se consideró una penetración de vehículos eléctricos más demorada en Perú. En este escenario, se espera que en 2050 los vehículos eléctricos livianos representen casi el 50% de las ventas anuales total del país y que haya una flota total de aproximadamente 470 miles de unidades en circulación.

En cuanto a los vehículos más pequeños, esta categoría ha experimentado un aumento significativo en las ventas en los últimos años, lo que apunta a una inserción relevante en el corto plazo. En el escenario BAU, se espera que en 2040 los vehículos más pequeños representen aproximadamente el 60% de las ventas, alcanzando en 2050 una participación del 43% de la flota total.

Con respecto a los buses eléctricos, este escenario considera una penetración más acelerada de esta categoría a partir de la década de 2040, alcanzando el 10% de la flota de vehículos en 2040 y 42% en 2050.

Finalmente, este caso contempla una adopción más limitada de los camiones eléctricos en el país, que alcanzan una participación de mercado de aproximadamente 1% en el fin del horizonte de estudio, como detallado en la sección anterior.

Con base en la metodología propuesta y premisas adoptadas en el estudio, se espera un crecimiento más rápido en la adopción de vehículos eléctricos especialmente a partir de la década de 2040 en el escenario BAU. Como resultado, la demanda proyectada por concepto de electromovilidad aumenta de 160 GWh en 2030 a 2,045 GWh en 2040 en este caso. En 2050, la electrificación del transporte corresponde a una demanda de 9,768 GWh, como se presenta en la figura a continuación.



Caso Neto Cero AE

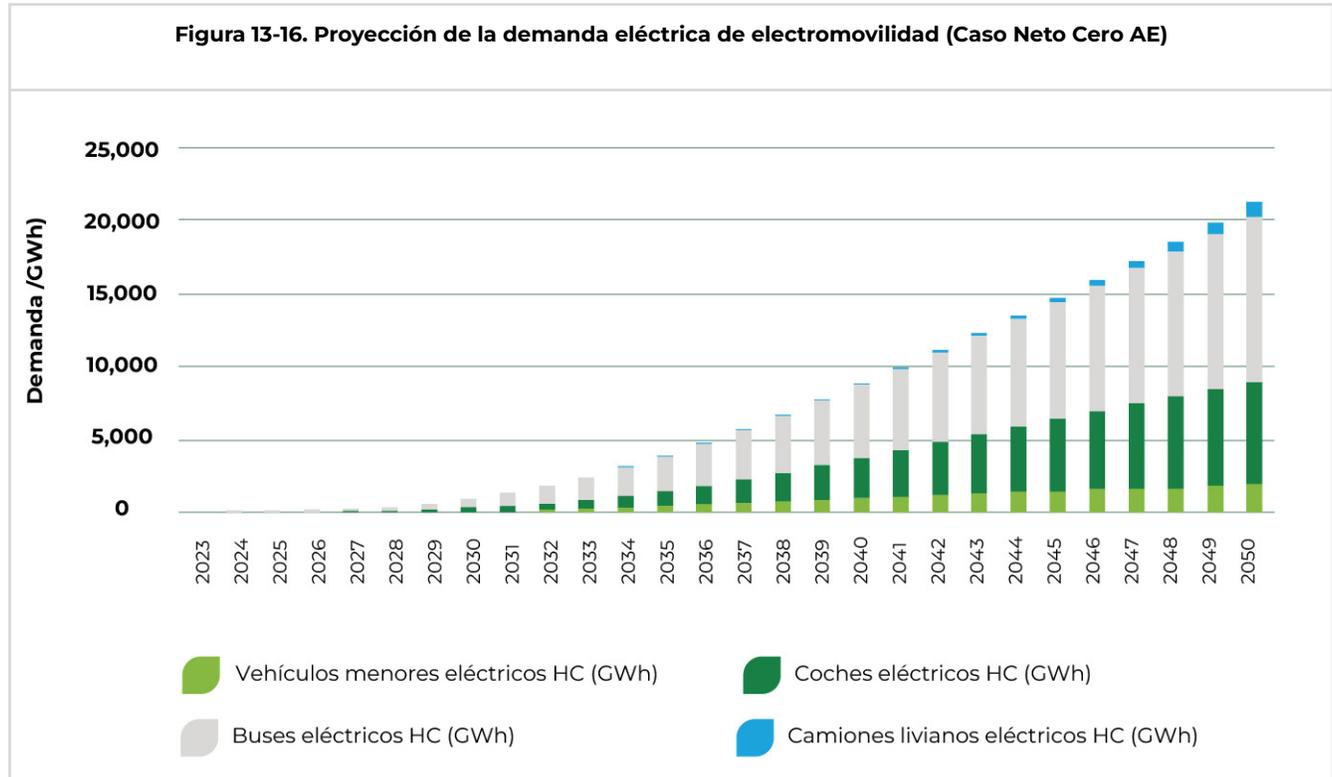
En el escenario Neto Cero AE, por otro lado, se consideró una penetración de vehículos eléctricos en Perú más acelerada. En este escenario, se espera que los vehículos livianos eléctricos representen en 2050 el 41% de la flota total de vehículos, con aproximadamente 2.1 millones de unidades en circulación. Con respecto a los vehículos menores, se proyecta un aumento significativo de la flota eléctrica en esta categoría, correspondiente en 2040 al 90% de las ventas en 2040. En 2050, la electrificación en esta categoría alcanza el 64% del parque automotor, con aproximadamente 5,6 millones de unidades en circulación.

Con respecto a los buses eléctricos, este escenario también considera una penetración más acelerada de esta categoría de vehículos a partir de la década de 2040, alcanzando el 45% de la flota total en 2040 y 70% en 2050.

Finalmente, en este caso se espera una adopción aún limitada de los camiones eléctricos, que atingen una participación de mercado de alrededor de 6% al final del horizonte.

Con base en la metodología propuesta y premisas adoptadas, en el caso Neto Cero con alta electrificación se espera un crecimiento más rápido en el despliegue de vehículos eléctricos a partir de la década de 2030. Como resultado, la demanda proyectada aumenta de 1,0 TWh en 2030 a 8,8 TWh en 2040 en este caso. En el último año, la electrificación del transporte corresponde a una demanda de 21,1 TWh, como ilustrado en la siguiente figura.

Figura 13-16. Proyección de la demanda eléctrica de electromovilidad (Caso Neto Cero AE)



Perfil de la demanda de electromovilidad

Con la demanda eléctrica por categoría de vehículos proyectada para cada año del estudio, se aplicó un perfil de demanda horaria para cada tipo de vehículo eléctrico. Para estimar eso, se adoptaron supuestos en cuanto a la distribución de la carga entre los días de la semana y las horas de cada día, el lugar de recarga (residencia, trabajo o estaciones de carga) y tipo de cargador utilizado, como se presenta en la tabla a continuación.

Para todos los tipos de vehículos, se considera que el 80% de la carga se concentra en días hábiles, por ser estos los días de mayor movimiento de vehículos en el país. Sin embargo, los otros supuestos tuvieron que ser especificadas para cada subcategoría.

Tabla 0-15. Concentración de la carga por categoría de vehículo

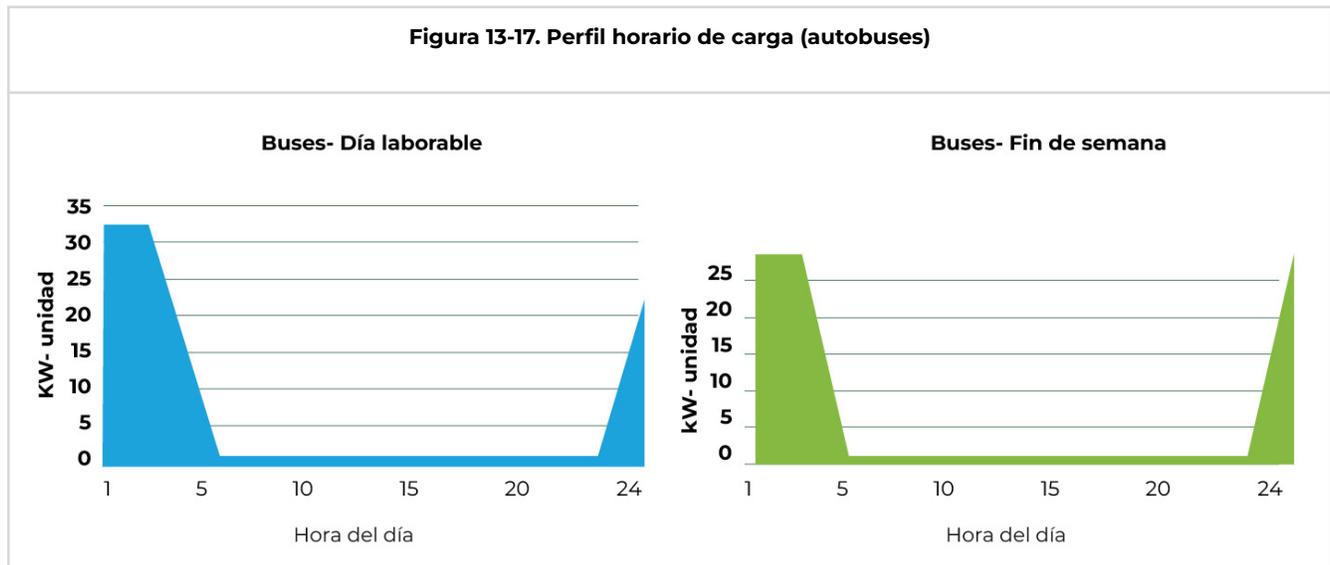
Ubicación de recarga	Livianos y vehículos menores		Buses		Camiones	
	Días hábiles	Fin de semana	Días hábiles	Fin de semana	Días hábiles	Fin de semana
Estaciones de carga	10%	15%	-	-	10%	10%
Residencias / Garajes	80%	85%	100%	100%	90%	90%
Trabajo	10%	-	-	-	-	-

Para las residencias, garajes y en el trabajo, la opción adoptada es de cargadores más lentos, ya que el consumidor tiene en general más tiempo para cargar el vehículo. En las estaciones de carga, se sugiere considerar cargadores de tipos más rápidos, aunque sean más caros. Sin embargo, con el desarrollo tecnológico, es posible que se desarrollen cargadores aún más rápidos en el largo plazo.

Además, entre los límites de tiempo de inicio y finalización de la carga de los vehículos, se supone que el perfil de carga es uniforme. A medio y largo plazo, a medida que se desarrolle la tecnología de los cargadores y la regulación aplicable, se espera que los consumidores sean más sensibles a las señales de precios del mercado, lo que hará que la carga sea más flexible a lo largo del día (Aggregated Load), cargando sus equipos en los periodos de precios más bajos.

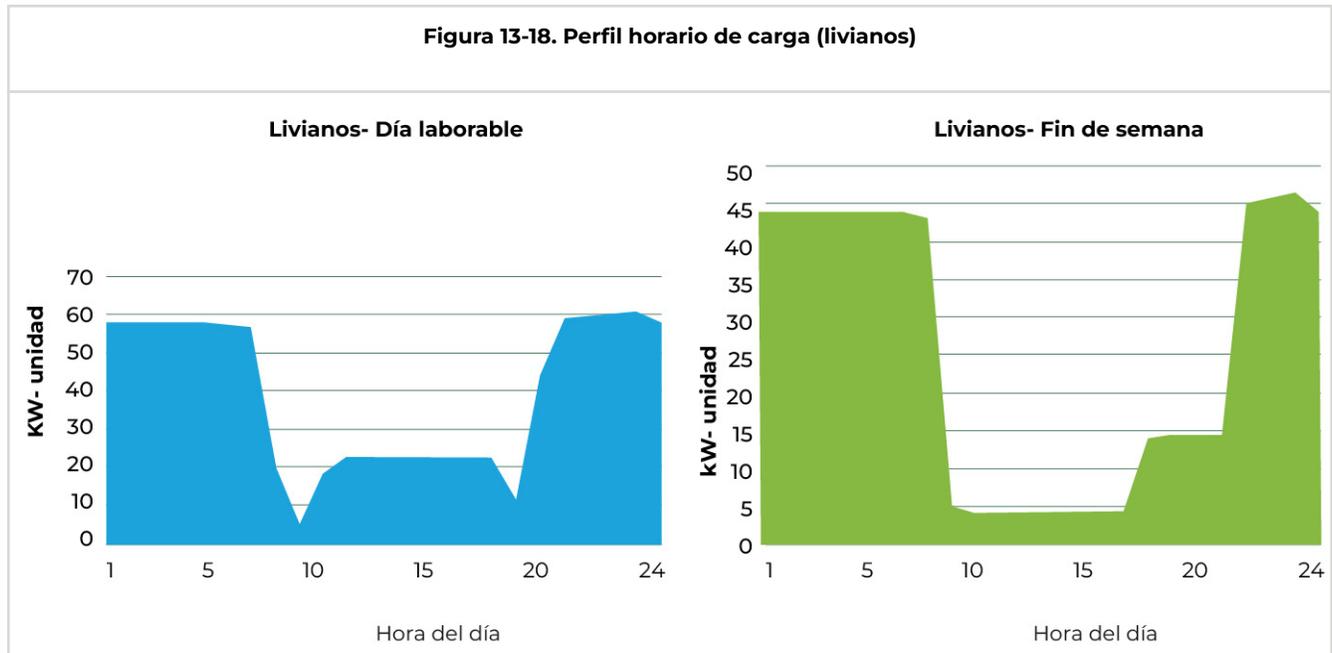
Para la carga de autobuses, se considera que esta demanda se concentra entre las 22:00 y las 03:00 horas, utilizando cargadores de alta potencia en los garajes de las empresas. Para el restante de las horas del día también se considera una carga ocasional, de aproximadamente el 10% de la carga mayor que ocurre en la madrugada. Las figuras a continuación ilustran el perfil horario de carga considerado para los autobuses en días hábiles y fines de semana.

Figura 13-17. Perfil horario de carga (autobuses)



Ya para vehículos livianos en días hábiles, se considera que la carga en las residencias se realiza principalmente entre las 6 pm y las 7 am. Por otro lado, se considera que la recarga en entornos laborales se concentra entre las 09:00 y las 17:00 horas, mientras las personas están trabajando, y en las estaciones de carga, principalmente entre las 07:00 y las 22:00 horas, con una menor participación en otros horarios. Las siguientes figuras ilustran el perfil horario de carga considerado en el estudio para los vehículos livianos en días hábiles y fines de semana.

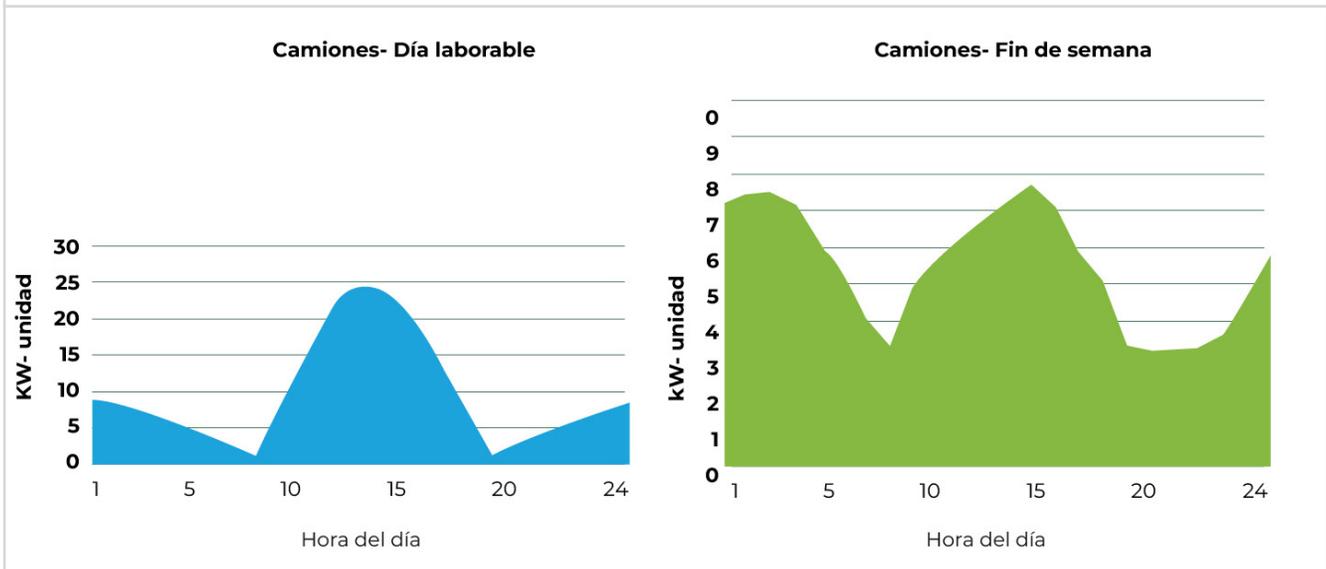
Figura 13-18. Perfil horario de carga (livianos)



Finalmente, con respecto a los camiones, sobre todo los ligeros, que realizan entregas en zonas urbanas, es común que haya restricciones (o sea menos conveniente debido al tráfico) durante el día. Muchos camiones salen de los depósitos alrededor de las 17:00 horas para realizar entregas y regresan a ellos antes de las 8:00. En consecuencia, los primeros camiones que llegan a los depósitos empiezan a recargar alrededor de las 8:00, y la carga debe finalizar antes de las 5:00, para que empiece el nuevo ciclo. La repartición de los camiones recargando a lo largo del día fue calculada de acuerdo con estos criterios, y la necesidad de realizar una carga total. De esta forma, se obtiene como resultado al siguiente perfil presentado a continuación para estos vehículos, que difiere de los demás (carros y buses).



Figura 13-19. Perfil horario de carga (camiones)

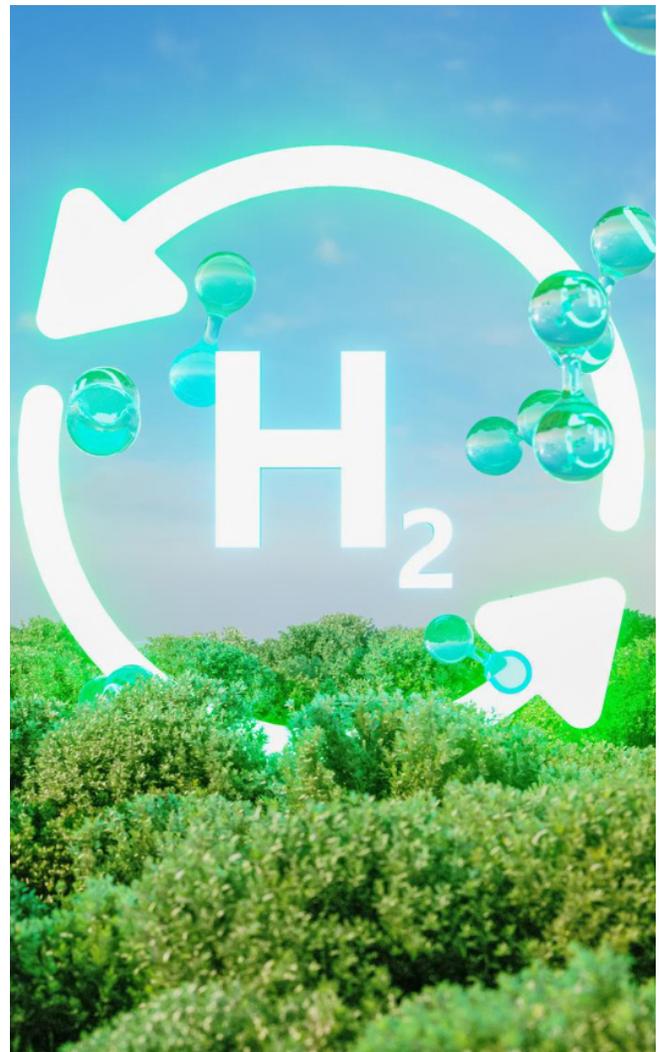


Hidrógeno

El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía para la transición energética global. Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se encuentra la electrólisis del agua a partir de electricidad renovable (“hidrógeno verde” – H₂V). Con este proceso de producción, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula.

En este ejercicio se realizaron proyecciones para demanda de hidrogeno verde la economía peruana proveniente de diversas actividades. Debido a su actividad minera, se consideró el uso de hidrogeno en camiones y maquinaria pesada. Además, se asumió una evolución gradual en la venta de camiones de carga de hidrógeno. Se introdujo hidrógeno verde en los gasoductos existentes en el país hasta un porcentaje máximo de 5%. Además de la demanda interna, se incluyó la demanda de H₂V para exportación, y el uso de hidrógeno verde en refinerías y acerías peruanas.

Dado lo anterior, a continuación, se discuten en detalle y se presentan pronósticos de demanda para las tres fuentes de consumo de hidrógeno consideradas en este estudio: **(i) minería, (ii) transporte de carga; y (iii) inserción en la red de gasoductos.**





Minería

El sector minero tiene el potencial de usar hidrógeno verde como fuente de combustible para vehículos y equipos pesados. Algunos ejemplos de equipos que actualmente usan diésel en minería, pero que podrían usar hidrógeno serían: **i) camiones mineros que se utilizan para transportar minerales y materiales de desecho dentro de una mina; ii) excavadoras que se usan para remover tierra y otros materiales; iii) bulldozers que son vehículos se utilizan para mover y nivelar grandes cantidades de tierra; iv) motoniveladoras que se utilizan para nivelar y alisar superficies y finalmente, v) perforadoras que se utilizan para hacer agujeros en el suelo para la minería y otros fines.**

En este estudio se consideró que parte de estos equipos serían reemplazados por equipos de hidrógeno. Como no fue posible encontrar una estimación de la cantidad de estos equipos actualmente en uso, se creó una metodología alternativa para llegar a un valor de hidrógeno consumido por año. Inicialmente se realizó una proyección de la demanda energética del sector minero. Para ello se encontró una correlación entre el PBI peruano, y la demanda energética del sector, disponible en el Balance Nacional de Energía 2020³². Así, se estimó un aumento en la demanda de energía con base en la proyección adoptada para el crecimiento del PIB del país. Para 2050 se espera una demanda total de aproximadamente 216 PJ.

Para estimar la relevancia del consumo energético de estos equipos en el consumo total, se adoptó el Balance Nacional de Energía Útil 2013³³. Según este documento, el uso de Diésel en Maquinaria Pesada y Transporte Carretero en el sector representaría, en el año 2013, 15% de la demanda conjunta del sector minero y del transporte carretero en el sector. Se asumió que este factor se mantendría en el horizonte, permitiendo obtener la evolución de la demanda energética de estos equipos hasta 2050.

Posteriormente, se adoptó un modelo BASS para la inserción de camiones y maquinaria de hidrógeno. En este modelo se adoptaron factores acordes a la realidad peruana, al nivel de desarrollo tecnológico de estas máquinas y a la reducción estimada del precio del hidrógeno. Con la demanda total proyectada y la participación de hidrógeno, fue posible estimar la demanda de hidrógeno de 2023 a 2050. Os factores utilizados en el modelo de BASS fueron:

³² Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Balance Nacional de Energía 2020.

³³ Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Balance Nacional de Energía Útil 2013.

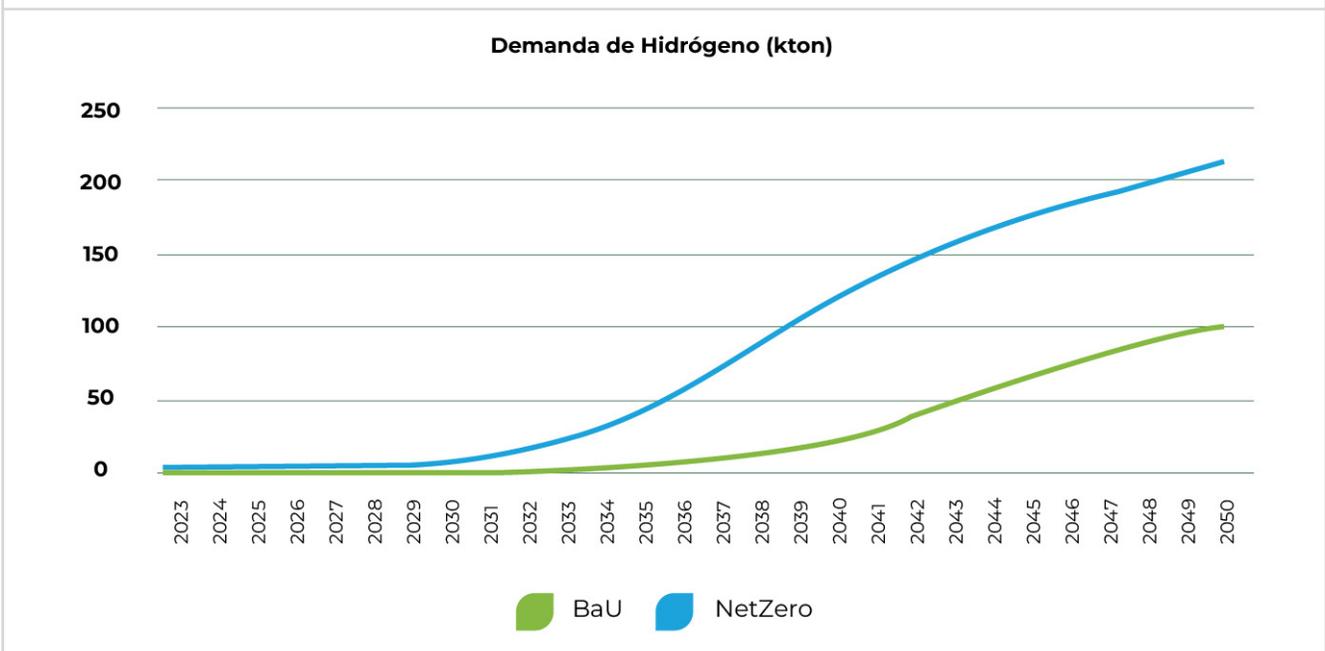
Tabla 0-16. Factores utilizados en el modelo de Bass

Business as Usual		Net Zero	
p	0.001	p	0.005
q	0.35	q	0.38
M	0.4	M	0.8
x_0	2026	x_0	2026

Para cada escenario, se consideraron diferentes niveles de inserción de hidrógeno, de acuerdo con las premisas definidas. En el Caso Base, se supuso que la demanda de hidrógeno en 2050 sería de 12 PJ. En el caso Neto Cero AE, se adoptó que el 80% de la demanda de combustible de estas máquinas sería reemplazada por hidrógeno. Así, se obtuvieron los siguientes resultados.

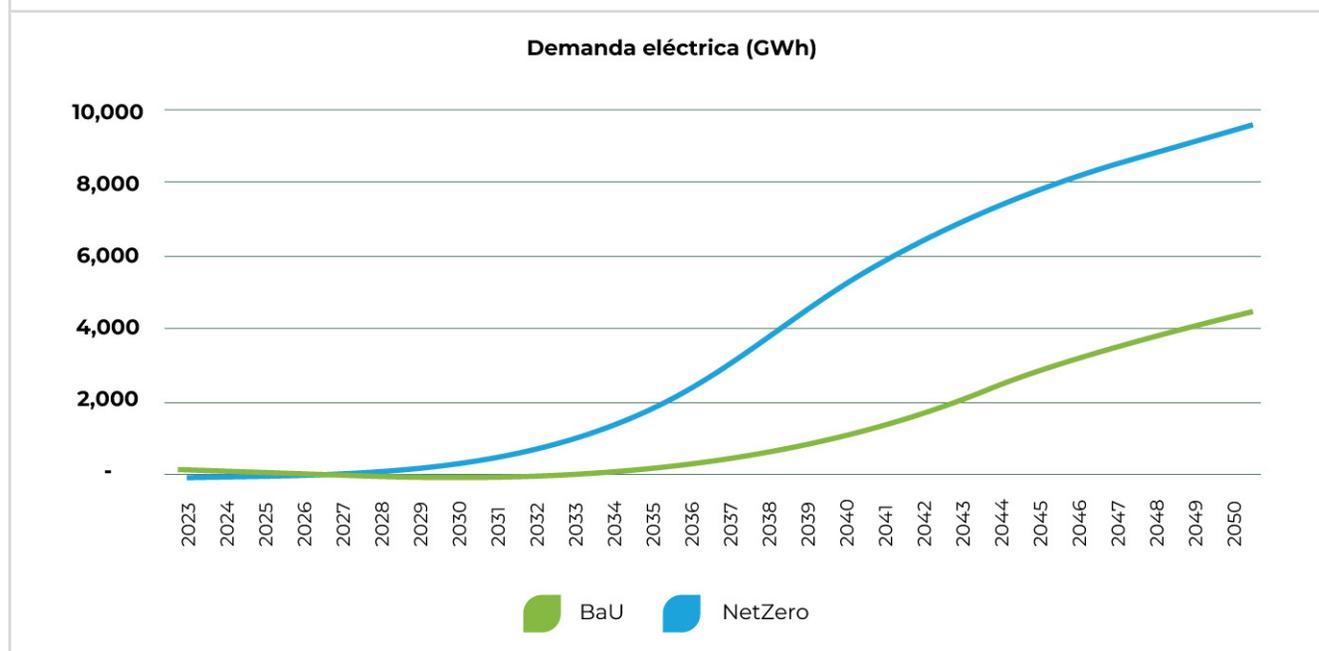


Figura 13-23. Evolución de la demanda de hidrógeno en el sector minero en los escenarios Business-as Usual y Neto Cero con alta electrificación (en miles de toneladas)



A partir de la proyección de la demanda de hidrógeno, fue posible calcular la demanda eléctrica derivada de la producción de energía. Para ello se elaboró una curva de evolución de la eficiencia de los electrolizadores en base a los valores estimados por la Agencia Internacional de la Energía para los años 2030 y 2050³⁴. Así se obtuvo la curva de demanda eléctrica para la producción de hidrógeno que se muestra en la siguiente figura.

Figura 13-24. Evolución de la demanda eléctrica para la producción del hidrógeno para el sector minero en los escenarios Business-as Usual y Neto Cero con alta electrificación



Transporte de carga

Como mencionado en la sección 13.3.2, la electrificación de camiones a través de motores eléctricos con baterías debe funcionar mejor para camiones livianos o medios. Para camiones más pesados se discute la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible, ya que de esta forma los camiones podrían tener mayor autonomía y menor tiempo de repostaje. En particular, la tecnología de pilas de combustible (FCEV) debe utilizarse para este fin crecientemente a futuro. Sin embargo, la tecnología está menos madura y es probable que aparezca más tarde en el mercado. Es más cara que los camiones de batería, y su desarrollo se enfrenta a muchos retos, entre ellos el desarrollo de estaciones de servicio de H2 y el desarrollo de plantas a gran escala para producir hidrógeno ecológico. No obstante, llenar un depósito de hidrógeno es más rápido que cargar una batería y el hidrógeno permite al camión realizar viajes más largos con una carga útil más pesada. Así, la tecnología de la pila de combustible (H2) sólo fue considerada para los camiones pesados, que recorren largas distancias con una gran carga útil.

La metodología para la proyección del uso de hidrógeno para el transporte de carga es la misma que la utilizada para los vehículos eléctricos, pero ahora para los camiones pesados (véase Sección 13.3.1).

Se consideraron los consumos de energía por km para para camiones pesados como 0,08 kgH2/km. Además, se considera que: **(i) la eficiencia de conversión de las pilas de combustible de hidrógeno es del 61%; (ii) todo el hidrógeno se crea por electrólisis, cuya eficiencia de conversión es del 73% y (iii) la pérdida total de H2 a lo largo de la cadena (compresión, transporte, llenado) es del 30%**. Así, la energía total necesaria por kilómetro se calculó para camiones pesados (3.15 kWh/km). Enseguida, se calculó el factor de consumo para camiones pesados, siendo este 322.2 MWh/unidad.

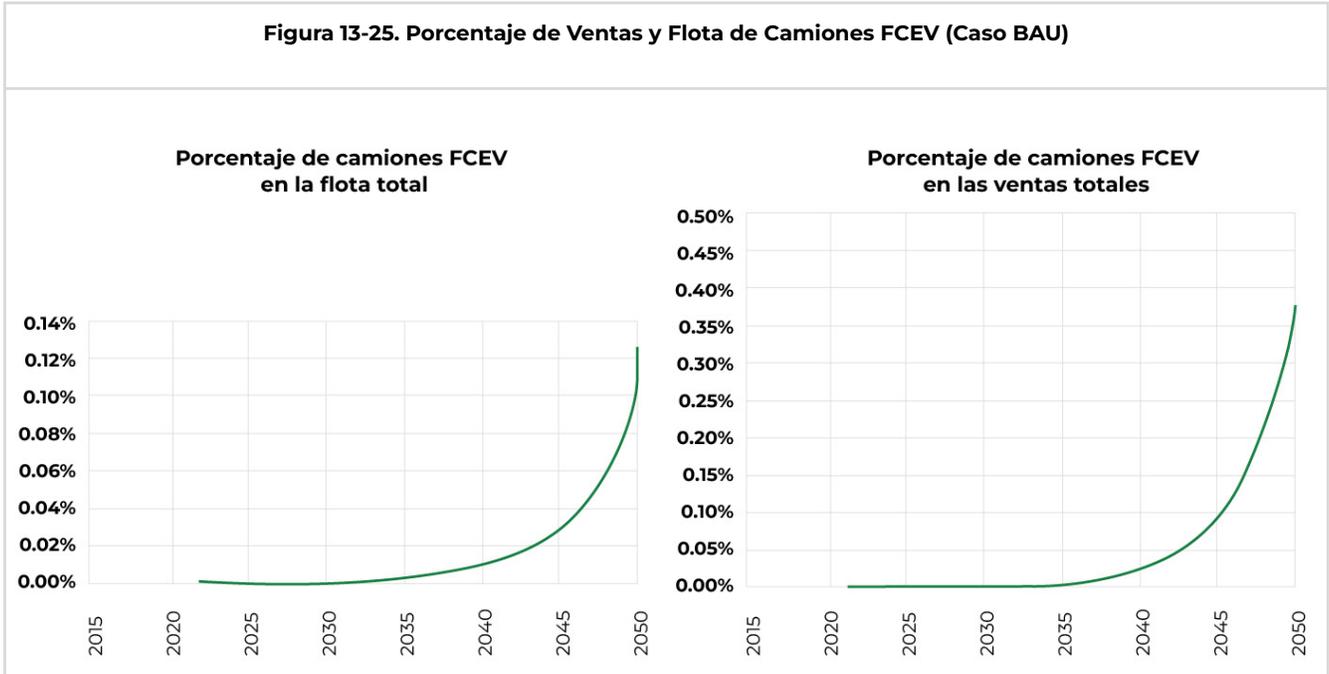
Con base en la propuesta metodológica y los supuestos mencionados, se elaboraron los pronósticos de la demanda de camiones pesados movidos a hidrógeno, para el Caso Base y para el Caso Neto Cero AE, que se presentan a continuación.

³⁴ En el informe "Hydrogen in Latin America" de IEA, la agencia considera a eficiencia de los electrolizadores como 65% (2020), 69% (2030) y 74% (2050), LHV. *International Energy Agency – IEA (2021), Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment.*

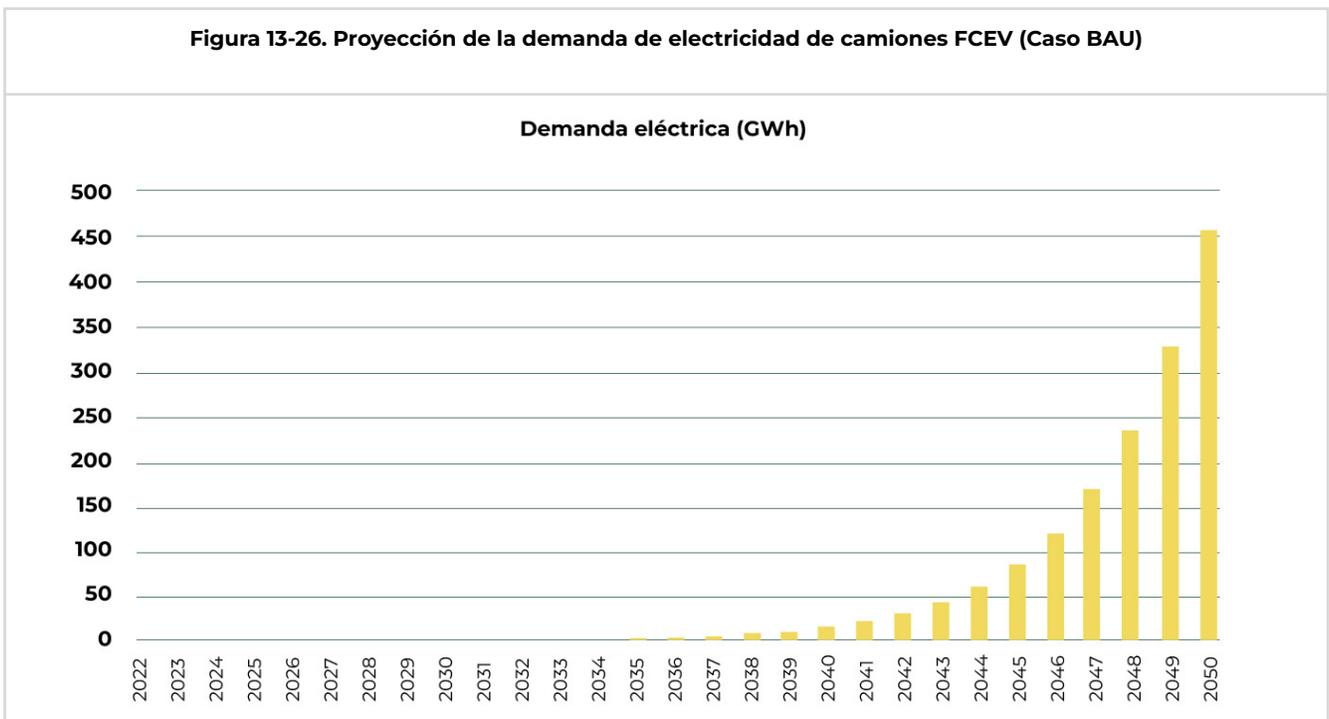
Caso Business-as-Usual

En el escenario Business-as-Usual (BAU), se considera una penetración de vehículos FCEV más demorada en Perú. En este caso los camiones alcanzan una participación de ventas de solo el 0.46% en el fin del horizonte de estudio y un porcentaje de 0.13% de la flota total de camiones.

A continuación, se muestran las curvas de previsiones de ventas y flotas de los camiones considerados en este análisis.



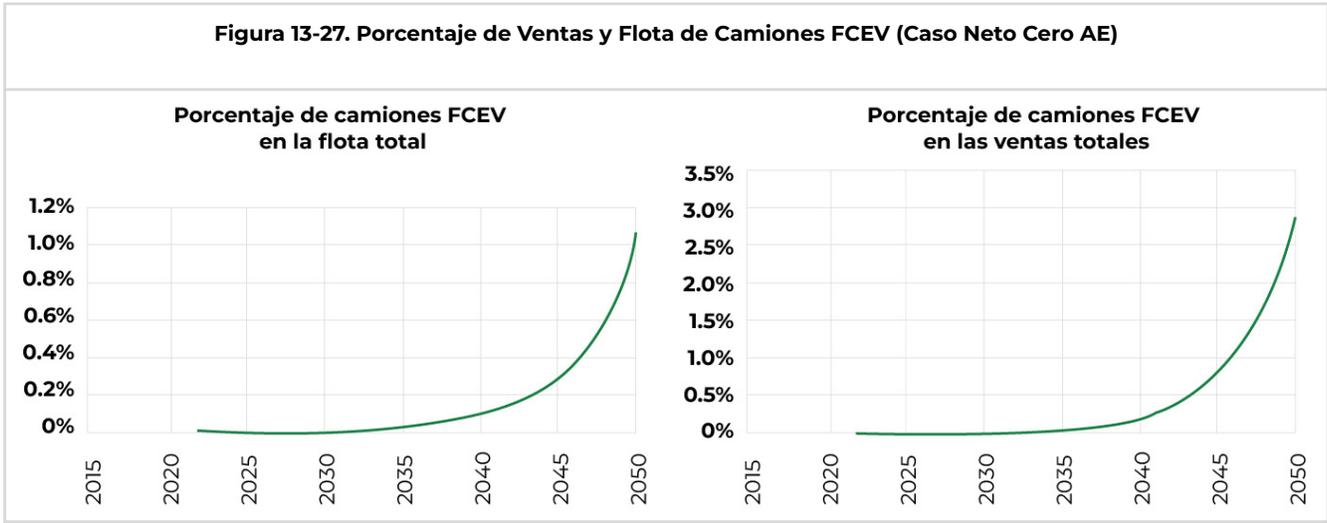
A continuación, se presenta la demanda eléctrica para la proyección de la flota FCEV para cada año en este escenario. El valor obtenido en 2050 es de 471 GWh (11 kton).



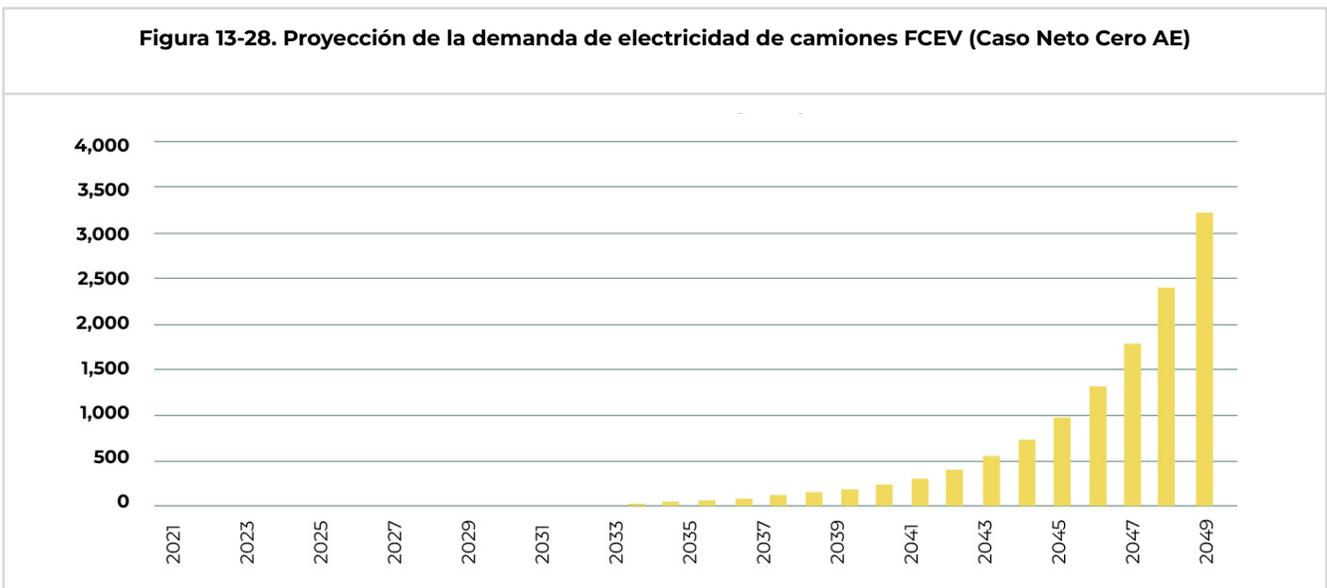
Caso Neto Cero

En el escenario Neto Cero con alta electrificación (Neto Cero AE) fue considerada una penetración de vehículos FCEV en Perú más acelerada. En este caso los camiones alcanzan una participación de ventas de 3.32% en el fin del horizonte de estudio y un porcentaje de 0.99% de la flota total de camiones.

A continuación, se muestran las curvas de previsiones de ventas y flotas de los camiones considerados en este análisis.



A continuación, se presenta la demanda eléctrica para la proyección de la flota FCEV para cada año en este escenario. El valor obtenido en 2040 es de 147 GWh (3 kton), que se incrementa para 3,598 GWh (82 kton) en 2050.



Inserción en la red de gasoductos



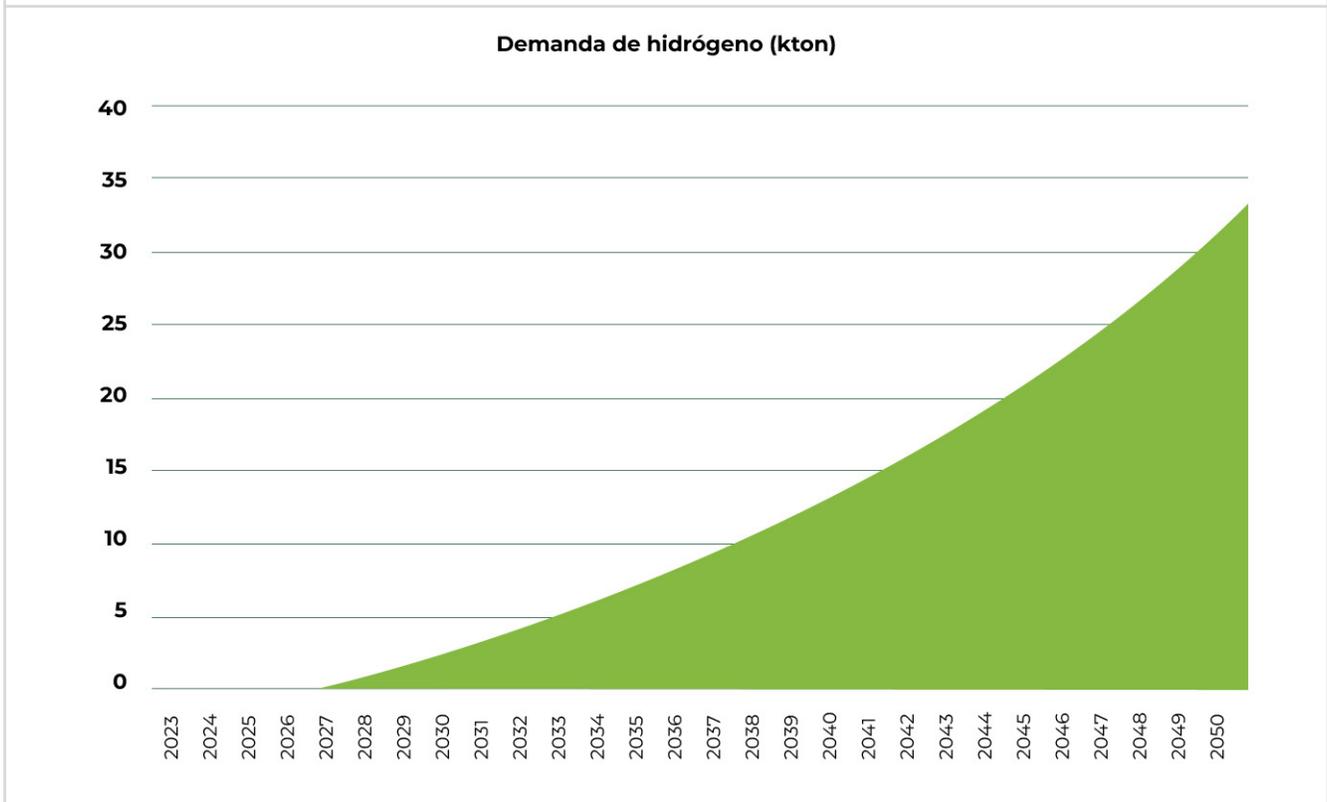
Otra vía contemplada para el aprovechamiento del hidrógeno bajo en carbono sería su inserción en las redes de gasoductos existentes. El hidrógeno formaría parte de una mezcla con el gas natural (5% por volumen) y, por tanto, se utilizaría de forma conjunta en todas las instalaciones conectadas a la red, desde equipos industriales hasta hornos y calentadores domésticos.

Para este ejercicio se consideró una mezcla del 5% por volumen para la mezcla de hidrógeno en la red de gasoductos en 2050 para reducir los impactos en los costos del consumidor. Para lograr este objetivo a largo plazo, se establecerían objetivos intermedios del 1% en 2035 y del 2% en 2040 para organizar la entrada de los proyectos de producción de hidrógeno verde.

Con base en estas metas de inserción, se construyó una curva de inserción de hidrógeno en gasoductos, a partir de 2030. Esta curva asumió un formato lineal por partes, mostrando un incremento constante de 0.15% hasta 2035, luego 0.2% hasta 2040 y 0.3% hasta 2050. Esta curva de inserción se utilizará para obtener la evolución de la demanda de hidrógeno en el escenario Neto Cero AE, dado que en el escenario BaU no se considerará la definición de un objetivo obligatorio para la participación del hidrógeno en la mezcla.

La obtención de la demanda de hidrógeno también dependerá de la demanda proyectada de gas natural en el escenario Neto Cero AE. Para ello, será necesario proyectar la demanda de gas por parte de las termoeléctricas y la demanda base (industria, comercio, edificaciones y GNC). En el caso de las centrales termoeléctricas, este valor sólo se obtendrá luego de obtener los resultados de la expansión y operación del sector eléctrico peruano, con base en las simulaciones realizadas en los modelos OPTGEN y SDDP. Así, más adelante se obtendrá la demanda total de hidrógeno procedente de la inserción en la red de gasoductos. En el caso de la demanda base, se realizó una proyección con base en el Informe Final de la Comisión Multisectorial (esta también se muestra en la Sección 13.7). Así, se obtuvo la demanda parcial de hidrógeno, la cual se muestra en la siguiente figura.

Figura 13-29. Demanda de hidrógeno en el escenario Neto Cero AE para inserción en la red de gasoductos



Exportación de Hidrógeno

Perú es un potencial exportador de hidrógeno verde, debido a la posibilidad de producir energía renovable a precios competitivos a nivel mundial. En este estudio se propone considerar una demanda de hidrógeno para exportación que podría atenderse por la red en el Neto Cero AE.

La proyección de exportación de hidrógeno se hizo teniendo como referencia los niveles históricos de gas natural exportado por el Perú con relación al consumo por el mercado interno. Este fenómeno histórico permite realizar un paralelo con respecto a la integración del Perú a los mercados internacionales de commodities considerando los recursos de producción nacional. Este valor de referencia histórico promedio es aplicado al hidrógeno verde, tomando en cuenta el volumen estimado para el mercado interno peruano (componentes minería, camiones pesados e inyección en la red de gasoductos).



Tabla 0-17. Historial de Consumo de Gas Natural y Volúmenes Exportados

Año	Consumo de Gas Generación Eléctrica (MMPC)	Consumo Interno sin GE (MMPC)	Exportación (MMPC)	Exportación / Consumo Interno Histórico	Exportación / Consumo Interno Promedio
2010	108,588	41,016	77,883	89.9%	90%
2011	124,538	56,810	194,216	241.9%	166%
2012	143,673	54,085	189,148	249.7%	194%
2013	131,312	61,146	206,944	238.4%	205%
2014	153,368	66,498	200,063	200.9%	204%
2015	159,324	69,866	175,497	151.2%	195%
2016	174,349	71,147	210,514	195.9%	195%
2017	144,608	76,215	200,338	162.9%	191%
2018	146,942	84,080	183,781	118.6%	183%
2019	155,210	88,748	195,877	120.7%	177%
2020	131,396	66,055	188,623	185.6%	178%
2021	155,551	85,484	124,523	45.7%	167%

Por cuestiones relacionadas con la madurez actual del mercado internacional de hidrógeno verde y el necesario desarrollo de esta industria en el país, se estima que dicha exportación solo se daría a partir del año 2030.

Tabla 35. Proyección de exportación de hidrógeno verde de Perú

Año	Proyección Consumo Interno H2V Net Zero (kton)	Exportación / Consumo Interno (%)	Proyección Exportación H2V Net Zero (kton)	Proyección Exportación H2V Net Zero (GWh)
2030	7	90%	14	662
2031	11	166%	30	1,444
2032	17	194%	49	2,351
2033	24	205%	73	3,484
2034	34	204%	102	4,831
2035	45	195%	134	6,346
2036	60	195%	178	8,376
2037	77	191%	225	10,523
2038	95	183%	270	12,577
2039	114	177%	316	14,611
2040	133	178%	368	16,882
2041	150	167%	401	18,253
2042	167	167%	446	20,152
2043	183	167%	489	21,948
2044	199	167%	531	23,706
2045	215	167%	573	25,504
2046	232	167%	619	27,447
2047	251	167%	669	29,615
2048	273	167%	727	32,126
2049	298	167%	796	35,119
2050	330	167%	881	38,777

Pronósticos finales de demanda

Tabla 36. Pronóstico de demanda final – Caso Base

Año	Demanda Vegetativa (GWh)	Cargas Especiales (GWh)	Cargas Incorporadas (GWh)	Otros (GWh)	Vehículos Eléctricos (GWh)	Hidrógeno (GWh)	Generación distribuida BAU (GWh)	Pérdidas
2023	31,744	21,655	1,573	552	22	0	-1	6,089
2024	32,483	22,154	1,622	573	27	0	-1	6,224
2025	33,456	22,645	1,674	598	34	0	-3	6,403
2026	34,428	23,005	1,726	621	46	0	-4	6,582
2027	35,421	23,693	1,780	649	62	3	-7	6,764
2028	36,440	24,114	1,835	674	85	8	-47	6,951
2029	37,519	24,640	1,892	701	117	14	-67	7,149
2030	38,653	24,702	1,953	722	160	24	-91	7,357
2031	39,836	24,705	2,015	744	217	38	-125	7,574
2032	41,056	24,722	2,078	766	292	59	-166	7,798
2033	42,265	24,959	2,140	786	384	89	-217	8,018
2034	43,493	25,205	2,202	810	501	132	-276	8,242
2035	44,738	25,458	2,267	835	648	193	-334	8,469
2036	46,002	25,721	2,334	861	829	278	-404	8,698
2037	47,283	25,992	2,402	887	1,051	395	-477	8,931
2038	48,582	26,273	2,473	915	1,322	552	-537	9,166
2039	49,900	26,563	2,545	944	1,650	757	-606	9,404
2040	51,236	26,863	2,620	973	2,042	1,016	-672	9,646
2041	52,590	27,174	2,697	1,004	2,502	1,328	-733	9,890
2042	53,963	27,495	2,776	1,036	3,035	1,689	-771	10,137
2043	55,354	27,827	2,858	1,069	3,641	2,086	-822	10,386
2044	56,761	28,170	2,942	1,103	4,320	2,503	-869	10,639
2045	58,183	28,525	3,028	1,139	5,067	2,923	-891	10,893
2046	59,621	28,892	3,117	1,176	5,881	3,335	-932	11,150
2047	61,074	29,272	3,209	1,214	6,757	3,733	-971	11,409
2048	62,542	29,665	3,303	1,254	7,692	4,118	-984	11,670
2049	64,022	30,071	3,400	1,295	8,685	4,500	-1,020	11,933
2050	65,515	30,492	3,500	1,338	9,732	4,883	-1,055	12,198

Tabla 37. Pronóstico de demanda final Neto Cero AE

Año	Demanda Vegetativa (GWh)	Cargas Especiales (GWh)	Cargas Incorporadas (GWh)	Otros (GWh)	Vehículos Eléctricos (GWh)	Hidrógeno (GWh)	Exportación Hidrógeno (GWh)	Generación distribuida BAU (GWh)	Pérdidas
2023	31,744	21,655	1,573	552	37	0	0	-1	6,089
2024	32,483	22,154	1,622	573	62	0	0	-2	6,224
2025	33,456	22,645	1,674	598	112	0	0	-51	6,403
2026	34,428	23,005	1,726	621	189	1	0	-89	6,582
2027	35,421	23,693	1,780	649	303	32	0	-140	6,764
2028	36,440	24,114	1,835	674	467	101	0	-215	6,951
2029	37,519	24,640	1,892	701	698	208	0	-309	7,149
2030	38,653	24,702	1,953	722	1,011	353	662	-436	7,357
2031	39,836	24,705	2,015	744	1,416	550	1,444	-573	7,574
2032	41,056	24,722	2,078	766	1,919	810	2,351	-738	7,798
2033	42,265	24,959	2,140	786	2,508	1,154	3,484	-886	8,018
2034	43,493	25,205	2,202	810	3,189	1,603	4,831	-1,023	8,242
2035	44,738	25,458	2,267	835	3,957	2,167	6,346	-1,168	8,469
2036	46,002	25,721	2,334	861	4,805	2,859	8,376	-1,266	8,698
2037	47,283	25,992	2,402	887	5,724	3,642	10,523	-1,378	8,931
2038	48,582	26,273	2,473	915	6,705	4,477	12,577	-1,439	9,166
2039	49,900	26,563	2,545	944	7,736	5,321	14,611	-1,523	9,404
2040	51,236	26,863	2,620	973	8,809	6,133	16,882	-1,561	9,646
2041	52,590	27,174	2,697	1,004	9,914	6,911	18,253	-1,590	9,890
2042	53,963	27,495	2,776	1,036	11,045	7,636	20,152	-1,654	10,137
2043	55,354	27,827	2,858	1,069	12,196	8,324	21,948	-1,674	10,386
2044	56,761	28,170	2,942	1,103	13,365	8,997	23,706	-1,734	10,639
2045	58,183	28,525	3,028	1,139	14,551	9,685	25,504	-1,749	10,893
2046	59,621	28,892	3,117	1,176	15,756	10,429	27,447	-1,762	11,150
2047	61,074	29,272	3,209	1,214	16,983	11,256	29,615	-1,819	11,409
2048	62,542	29,665	3,303	1,254	18,240	12,212	32,126	-1,830	11,670
2049	64,022	30,071	3,400	1,295	19,534	13,348	35,119	-1,887	11,933
2050	65,515	30,492	3,500	1,338	20,878	14,741	38,777	-1,897	12,198

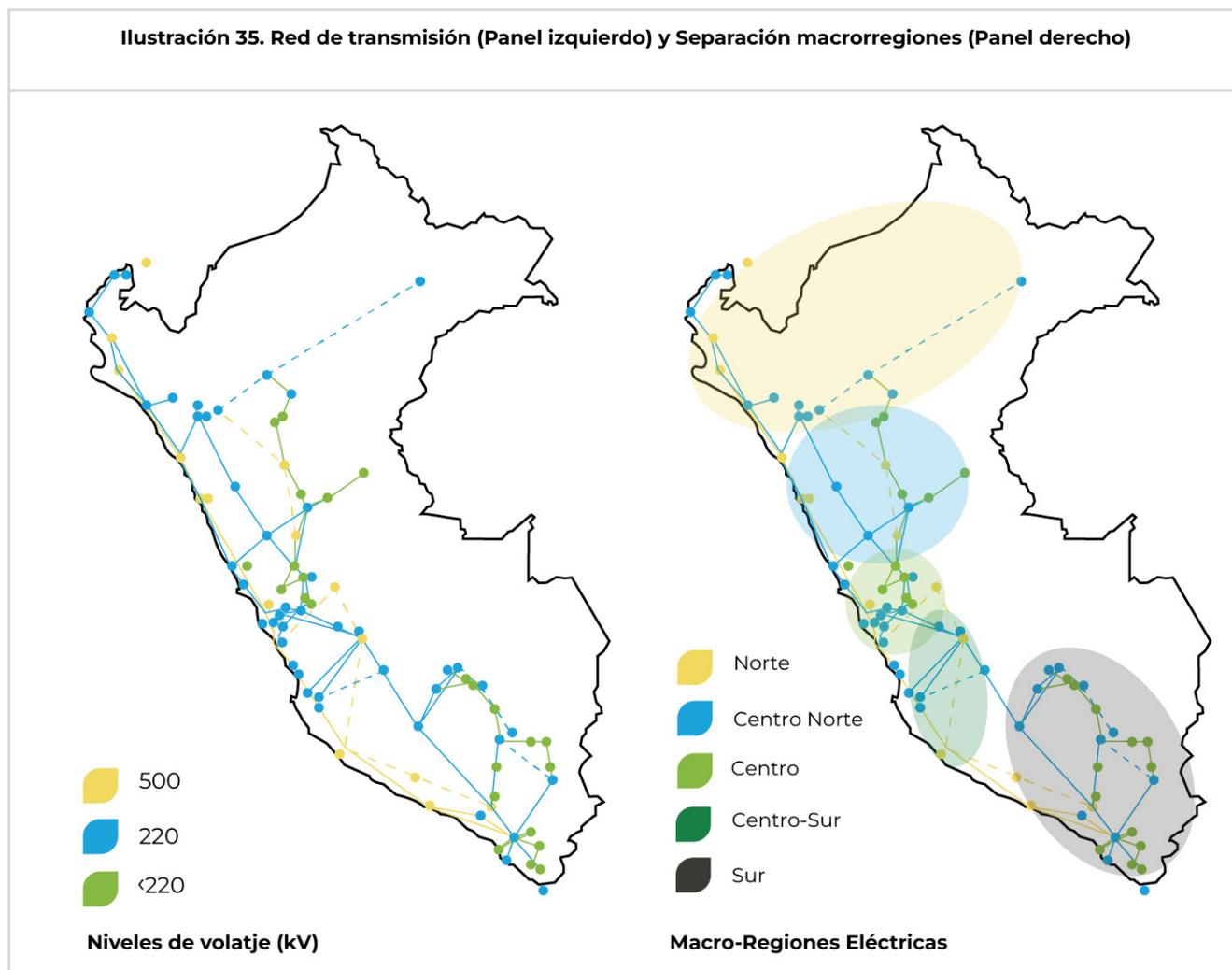
Anexo 3: Metodología para la expansión en transmisión



Esta sección presenta los supuestos de expansión del sistema de transmisión que fueron considerados en este ejercicio. La representación de la red de transmisión en Perú modelada se compone de aproximadamente 200 barras, 160 LT y 50 TR. Además, el sistema peruano está definido por 5 macrorregiones eléctricas, que definen límites de intercambio energético.

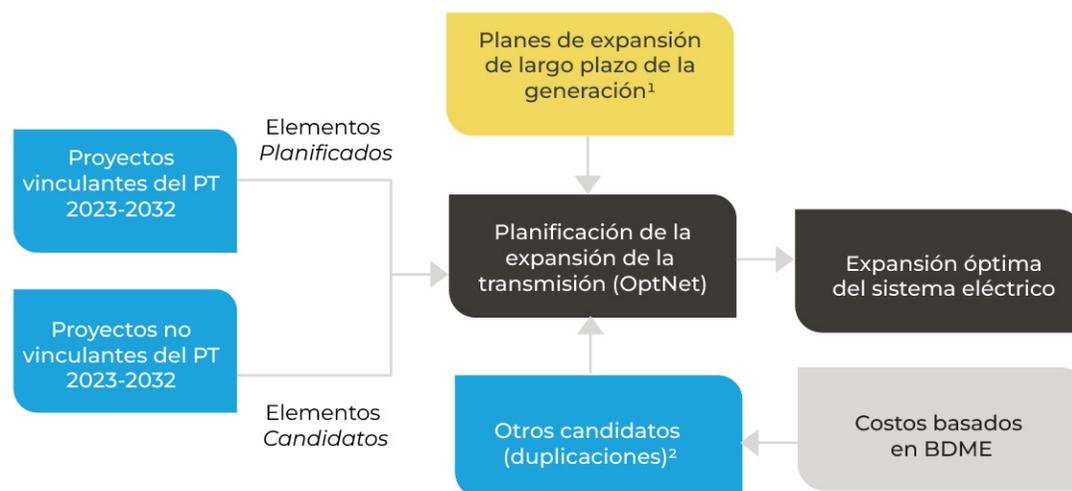
La metodología de expansión óptima del sistema de transmisión aplica únicamente a los circuitos intrarregionales, ya que la expansión de las interconexiones debe ser realizada previamente por el OptGen. Las figuras a continuación muestran respectivamente la red de transmisión del Perú por niveles de voltaje y la definición de las macrorregiones eléctricas. Las líneas discontinuas representan circuitos planificados (fecha de entrada definida) o circuitos candidatos (entrada definida por el modelo de expansión OptNet).

Ilustración 35. Red de transmisión (Panel izquierdo) y Separación macrorregiones (Panel derecho)



La figura a continuación presenta un resumen de los pasos de la simulación de expansión del sistema de transmisión.

Ilustración 36. Resumen de los pasos de la simulación. Elaboración propia.



¹ Expansión G-T jerárquica ----> en la etapa de expansión de generación (OptGen) se tiene en cuenta los principales enlaces regionales de transmisión entre zonas del país.

² Otros elementos *Candidatos* (réplicas de circuitos) son evaluados por los Consultores en base a simulaciones para verificar la carga de los circuitos con el SDDP.

Los pasos de simulación de expansión de la transmisión se llevarán a cabo en los tres escenarios. Se consideran como datos de entrada los planes de expansión de largo plazo para la generación, y como elementos planificados los proyectos vinculantes de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (PT 2023-2032) del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022), ingresando a la red de acuerdo con sus respectivas fechas planificadas.

Los elementos candidatos son los proyectos no vinculantes del PT 2023-2032, con sus respectivos costos y otros proyectos candidatos (réplicas de circuitos) evaluados en el estudio basados por las simulaciones para verificar la carga de los circuitos con el SDDP, con costos obtenidos de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión en Sistemas de Transmisión (BDME).

El modelo OptNet optimiza las fechas de ingreso a la red durante el horizonte de planificación, siempre que la decisión del modelo sea por ingreso del candidato. El modelo considera el costo anualizado por cada año de inversión, considerando la vida útil de los proyectos y la tasa de descuento (en este caso, de 12%).

Red de transmisión

Tal como definido anteriormente, se consideran como datos de entrada los planes de expansión de largo plazo para la generación, y como elementos planificados los proyectos vinculantes del PT 2023-2032, ingresando a la red de acuerdo con sus respectivas fechas planificadas.

La tabla a continuación presenta los proyectos vinculantes del PT 2023-2032 que serán considerados en el estudio.

Tabla 38. Proyectos vinculantes del PT 2023-2032.
Fuente: extraído de (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022)

Anteproyecto PT 2023-2032	Costo Total MM US\$	Fecha Requerida de Operación Comercial
Enlace 500 kV Chilca - Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca	72	Dic-2027
Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas	71	Dic-2027
Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	110	Feb-2027
Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	77	Feb-2027
Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina - Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas	61	Feb-2027
Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (ITC)	40	Feb-2027
Enlace 220 kV Planicie - Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)	17	Feb-2027

Se debe notar que:

- 
No se consideraron proyectos con nivel de tensión de subtransmisión (es decir, inferior a 220 kV);
- 
El proyecto Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022) no fue agregado a la base de datos de transmisión, ya que incluye el diseño de una subestación colectora conectada a Poroma 500 kV, que no cambia los resultados de flujo de potencia linealizado del SDDP;
- 
El proyecto Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca – La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC) (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022) no fue agregado a la base de datos de transmisión, ya que sus refuerzos están destinados a atender áreas de subtransmisión, que no están representadas en la base de datos;
- 
El proyecto Equipos FACTS de control de RSS en LT 500 kV Poroma - Colcabamba e instalaciones asociadas (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, 2022) no fue agregado a la base de datos de transmisión, ya que FACTS de control de resonancia subsíncrona no cambian los resultados del flujo de potencia en régimen permanente del SDDP.

Proyectos candidatos

Esta sección presenta los proyectos candidatos a ser considerados en el estudio, para los cuales el modelo OptNet decide las fechas de ingreso a la red durante el horizonte de planificación, siempre que la decisión del modelo sea por ingreso del candidato.

En primer lugar, se presentan los proyectos candidatos compuestos por proyectos no vinculantes del PT 2023-2032, y luego otros proyectos candidatos (réplicas de circuitos) evaluados por el estudio en base a simulaciones para verificar la carga de los circuitos con el SDDP.

Proyectos no vinculantes del PT 2023-2032

La tabla a continuación presenta los proyectos no vinculantes del PT 2023-2032 considerados en el estudio.

Descripción dos proyectos	Proyecto	Costo Total MM US\$
LT 500 kV Chilca CTM – Lima Sur (tramo aéreo)	Expansión de Transmisión en 500 kV Lima Metropolitana, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	121
LT 500 kV Carapongo - Lima Norte (tramo aéreo)	Expansión de Transmisión en 500 kV Lima Metropolitana, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	121
LT 500 kV Colectora - Bicentenario	Enlace 500 kV Colectora - Bicentenario - Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas	33
LT 500 kV Bicentenario - Chilca	Enlace 500 kV Colectora - Bicentenario - Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas	55
LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca (repotenciación)	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	4
LT 220 kV Pomacocha - San Juan (repotenciación)	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan	6
LT 220 kV Poroma - Marcona (repotenciación)	Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma - Marcona	3

Los demás proyectos no vinculantes del PT 2023-2032 no fueron considerados porque la representación de la red no considera las porciones donde ocurren sus desarrollos.

Circuitos candidatos para la replicación obtenidos a través de simulaciones con SDDP

Para la obtención de candidatos de réplicas de circuitos que ya existen o tienen una fecha prevista en el plan vinculante se realiza una simulación en SDDP considerando la red de transmisión completa, pero sin monitorear la red interna de las áreas. Esto significa que el despacho no se verá afectado por la congestión presente en la red actual y planeada, pero aún es posible identificar las regiones que necesitan refuerzos.

En este estudio, se agregaron como candidatos de refuerzo aquellos circuitos (LT y TR) en los que había una carga superior al 80% en alguna etapa del estudio. El número de candidatos en paralelo es proporcional a la relación entre la carga máxima y la capacidad térmica del circuito. Los parámetros de estos candidatos, como la resistencia, la reactancia y la capacidad térmica, se consideran idénticos a los del circuito existente/planeado correspondiente.

Para estos candidatos, los costos se obtienen de la BDME definido por la Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN n° 041-2023-OS/CD (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2023), como se muestra en las tablas al final de esta sección. Además de los parámetros presentados en las tablas, se destacan los ítems a continuación:

Los costos considerados son los de LT y TR de potencia con una capacidad más cercana a la del circuito candidato en las tablas a continuación. Para LT con “Zona Desde” diferente a “Zona Hasta”, se consideró el costo unitario de la zona más cara.

Como la BDME de referencia sólo dispone de LT 220 kV doble terna para Costa (900MVA de capacidad total), para candidatos de LT de Costa con capacidad menor o igual a 507 MVA o mayor que 900 MVA, se adoptaron costos de LT de Sierra o Selva con una capacidad más cercana (el costo que sea menor). Para los costos de los TR de 1200 MVA de Costa, se consideró que está compuesto por dos unidades de transformación con una capacidad de 600 MVA. Por tanto, su costo se estimó en el doble del costo de un TR de Costa de 600 MVA disponible en el BDME de referencia.

Para candidatos a duplicación de circuitos tipo LT, se consideran 2 Celdas interruptor y medio de Línea por terna (1 celda por cada subestación terminal por terna). Para los candidatos a la duplicación de circuito tipo TR, se considera 1 Celda interruptor y medio de Transformación por TR.

No se consideran costos adicionales a los previstos con base en el BDME, tales como costos de servidumbre. A continuación, se presentan los costos para circuitos candidatos para la replicación obtenidos a través de simulaciones con SDDP, con base en la BDME.

Costos Candidatos

Otros elementos Candidatos (duplicación de circuitos) serán evaluados por los Consultores en base a simulaciones para verificar la carga de los circuitos con e SDOP.

Sus costos se estimarán de acuerdo con la siguiente información:

[1] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2023). Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN n° 041-2023-OS/CD. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergmin-041-2023-OS-CD.pdf>

[2] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2018). Informe N° 246-2018-GRT. Publicación de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para los Sistemas de Transmisión en 500kV.

[3] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2021). Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN n° 083-2021-OS/CD. <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

[4] Alubar. (2015). Catálogo Técnico. Conductores Eléctricos de Aluminio. https://alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat_Tec_Alubar_Aluminio_2015.pdf

Tipo	Código [1]	Descripción [1]	Zona	kV	Capacidad MVA / terna	Capacidad MVA total	Costo unitario en USD [1]
LT_IT	LF-S00COR0TAS2C4500A	LT 500 kV, COSTA RURAL DE 0 A 1000 MSNM - TORRES DE ACERO- SIMPLE TERNA-1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 56mm EHS Y FIBRA ÓPTICA HTGD, OPGW 24 hilos - ACAR (500mm2)	Costa	500	1400	1400	401,852.98
LT_IT	LT-220COU0XXS0C316ES2	LT 220kV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 msnm - INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA - SIMPLE TERNA- NO TIENE - XLPE CU (1600mm2), SIN DUCTO	Costa	220	450	450	2,235,306.69
LT_IT	LT-220COU0XXS0C316ES-ES2	LT 220kV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 msnm - INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA - SIMPLE TERNA- NO TIENE - XLPE CU (1600mm2), CON DUCTO	Costa	220	450	450	2,428,006.48
LT_2T	LT-220COR0TAD0C1600A	LT 220kV, COSTA RURAL DE 0 A 1000 msnm - TORRES DE ACERO - DOBLE TERNA - NO TIENE - AAAC (600 mm2)	Costa	220	450	900	282,367.86
LT_2T	LT-220COU0XXD0C316ES2	LT 220kV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 msnm - INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA - DOBLE TERNA- NO TIENE - XLPE CU (1600 mm2), SIN DUCTO	Costa	220	450	900	4,115,077.22
LT_2T	LT-220COU0XXD0C316ES-ES2	LT 220kV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 msnm - INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA - DOBLE TERNA - NO TIENE - XLPE CU (1600 mm2), CON DUCTO	Costa	220	450	900	4,563,814.59
CL_IIN	CE-500COENEIMLI	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR 500 kV COSTA (DE 0 A 1000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - LÍNEA - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA	Costa	500	-	-	710,883.20
CL_LIN	CE-220COENIIMLIT	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR 220 kV COSTA (DE 0 A 1000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - LÍNEA - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA, INTERCONEXIÓN CON EL STTN	Costa	220	-	-	557,653.01
TR	TM-500MATMT-750COE	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFASICO 500/MAT/MT DE 750 MVA, INSTALADO AL EXTERIOR EN COSTA	Costa	500 / MAT / MT	-	750	5,185,651.96
TR	TM-500MATMT-600COE	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFASICO 500/MAT/MT DE 600 MVA, INSTALADO AL EXTERIOR EN COSTA	Costa	500 / MAT / MT	-	600	4,852,341.32
TR	TM-500MATMT-450COE	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFASICO 500/MAT/MT DE 450 MVA, INSTALADO AL EXTERIOR EN COSTA	Costa	500 / MAT / MT	-	450	4,575,858.52
TR	TP- 220ATMT-180COE	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO 220/AT/MT DE 180 MVA, INSTALADO AL EXTERIOR EN COSTA, TRIDEVANADO	Costa	200 / AT / MT	-	180	2,517,043.38
CL_TR	CE-500COENEIMTR	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR 500 kV COSTA (DE 0 A 1000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - TRANSFORMACIÓN- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA	Costa	500	-	-	809,959.35

Tipo	Código [1]	Descripción [1]	Zona	kV	Capacidad MVA / terna	Capacidad MVA total	Costo unitario en USD [1]
CL_TR	CE-220COENIIMTRT	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR 220 kV COSTA (DE 0 A 1000msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - TRANSFORMACIÓN - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA, INTERCONEXIÓN CON EL STTN	Costa	220	-	-	500,269.92
SA	SA-500-160CO	SERVICIOS AUXILIARES 500 kV - 160 kVA COSTA	Costa	500	-	-	688,165.42
OC_F	OC-COENE500IMF	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR - TENSION 500 kV- COSTA - SISTEMA DE BARRA EN INTERRUPTOR Y MEDIO (COMPONENTE FIJO)	Costa	500	-	-	292,091.94
OC_V	OC-COENE500IMV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR - TENSION 500 kV - COSTA - SISTEMA DE BARRA EN INTERRUPTOR Y MEDIO (COMPONENTE VARIABLE)	Costa	500	-	-	97,896.03
SA	SA-033-160CO	SERVICIOS AUXILIARES 33 kV - 160 kVA COSTA	Costa	220	-	-	169,940.69
OC_F	OC-COENI220SBF	MÓDULO DE OBRAS COMUNES- SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSION 220 kV-COSTA- SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE FIJO)	Costa	220	-	-	225,748.71
OC_V	OC-COENI220SBV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES- SUBESTACION TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSION 220 kV - COSTA - SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE VARIABLE)	Costa	220	-	-	102,080.82
LT_IT	LF-500SIR0TAS2C4600A	LT 500 kV, SIERRA RURAL DE 1000 A 3000 MSNM - TORRES DE ACERO- SIMPLE TERNA - 1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 56 mm EHS Y FIBRA ÓPTICA HTGD, OPGW 24 hilos - ACAR (600 mm2)	Sierra	500	1400	1400	460,108.98
LT_IT	LT-220SIR1TAS2C2726A	LT 220 kV. SIERRA RURAL DE 3001 A 4500 msnm - TORRES DE ACERO - SIMPLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS- ACSR (726 mm2)	Sierra	220	507	507	252,249.78
LT_IT	LT-220SIR0TAS2C1600A	LT 220 kV. SIERRA RURAL DE 1000 A 3000 msnm - TORRES DE ACERO- SIMPLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - AAAC (600 mm2)	Sierra	220	450	450	220,291.35
LT_IT	LT-220SIR0TAS2C1500A	LT 220 kV, SIERRA RURAL DE 1000 A 3000 msnm - TORRES DE ACERO - SIMPLE TERNA- 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - AAAC (500 mm2)	Sierra	220	379	379	205,174.33
LT_IT	LT-220SIU0PAS1C1600A	LT 220kV, SIERRA URBANA DE 1000 A 3000msnm - POSTES DE ACERO - SIMPLE TERNA- 1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - AAAC (600 mm2)	Sierra	220	450	450	329,674.73
LT_2T	LT-220SIR1TAD2C2726A	LT 220 kV, SIERRA RURAL DE 3001 A 4500 msnm - TORRES DE ACERO- DOBLE TERNA- 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - ACSR (726 mm2)	Sierra	220	507	1014	419,858.64
LT_2T	LT-220SIR0TAD2C1700A	LT 220kV, SIERRA RURAL DE 1000 A 3000 msnm - TORRES DE ACERO - DOBLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - AAAC (700mm2)	Sierra	220	464	928	409,559.84
LT_2T	LT-220SIR0TAD2C1600A	LT 220 kV, SIERRA RURAL DE 1000 A 3000 msnm - TORRES DE ACERO- DOBLE TERNA- 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS -AAAC (600 mm2)	Sierra	220	450	900	371,744.97
LT_2T	LT-220SIUOPAD1C1600A	LT 220kV, SIERRA URBANA DE 1000 A 3000 msnm - POSTES DE ACERO- DOBLE TERNA- 1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS-AAAC (600mm2)	Sierra	220	450	900	515,570.95
CL_LIN	CE-500SIENEIMLI	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR 500 kV SIERRA (3000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - LÍNEA - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA	Sierra	500	-	-	739,193.20

Tipo	Código [1]	Descripción [1]	Zona	kV	Capacidad MVA / terna	Capacidad MVA total	Costo unitario en USD [1]
CL_LIN	CE-220SIENIIMLIT	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR 220 kV SIERRA (3000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - LÍNEA - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA, INTERCONEXIÓN CON EL STTN	Sierra	220	-	-	579,064.55
TR	TM-500MATMT-750SIE	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 500/MAT/MT DE 750 MVA, INSTALADO AL EXTERIOR EN SIERRA	Sierra	500/MAT/MT	-	750	5,214,114.80
TR	TM-500MATMT-600SIE	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 500/MAT/MT DE 600 MVA, INSTALADO AL EXTERIOR EN SIERRA	Sierra	500/MAT/MT	-	600	4,875,292.67
CL_TR	CE-500SIENEIMTR	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR 500 kV SIERRA (3000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - TRANSFORMACIÓN - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA	Sierra	500	-	-	840,343.87
CL_TR	CE-220SIENIIMTRT	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR 220 kV SIERRA (3000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - TRANSFORMACIÓN - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 kA, INTERCONEXIÓN CON EL STTN	Sierra	220	-	-	520,465.21
SA	SA-500-160SI	SERVICIOS AUXILIARES 500 kV - 160 kVA SIERRA	Sierra	500	-	-	703,457.39
OC_F	OC-SIENE500IMF	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR - TENSIÓN 500 kV - SIERRA - SISTEMA DE BARRA EN INTERRUPTOR Y MEDIO (COMPONENTE FIJO)	Sierra	500	-	-	312,728.50
OC_V	OC-SIENE500IMV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR - TENSIÓN 500 kV - SIERRA - SISTEMA DE BARRA EN INTERRUPTOR Y MEDIO (COMPONENTE VARIABLE)	Sierra	500	-	-	112,778.19
SA	SA-033-1660SI	SERVICIOS AUXILIARES 33 kV - 160 kVA SIERRA	Sierra	220	-	-	172,775.28
OC_F	OC-SIENE220SBF	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSIÓN 220 kV - SIERRA - SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE FIJO)	Sierra	220	-	-	233,564.92
OC_V	OC-SIENE220SBV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSIÓN 220 kV - SIERRA - SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE VARIABLE)	Sierra	220	-	-	103,972.83
LT_1T	LF-500SER0TAS2C4500A	LT 500 kV, SELVA RURAL DE 0 A 1000 MSNM - TORRES DE ACERO - SIMPLE TERNA - 1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 56 mm EHS Y FIBRA ÓPTICA HTGD, OPGW 24 hilos - ACAR (500 mm ²)	Selva	500	1400	1400	433,126.95
LT_1T	LT-220SER0TAS2C4600A	LT 220 kV, SELVA RURAL DE 0 A 1000 MSNM - TORRES DE ACERO - SIMPLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - ACAR (600 mm ²)	Selva	220	450	450	218,021.59
LT_1T	LT-220SER0TAS2C4500A	LT 220 kV, SELVA RURAL DE 0 A 1000 MSNM - TORRES DE ACERO - SIMPLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8 EHS - ACAR (500 mm ²)	Selva	220	416	416	201,932.59
LT_1T	LT-220SER0TAS2C4400A	LT 220 kV, SELVA RURAL DE 0 A 1000 MSNM - TORRES DE ACERO - SIMPLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8 EHS - ACAR (400 mm ²)	Selva	220	358	358	186,140.36
LT_1T	LT-220SEU0PASIC1600A	LT 220 kV, SELVA URBANA DE 0 A 1000 msnm - POSTES DE ACERO - SIMPLE TERNA - 1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - AAAC (600 mm ²)	Selva	220	450	450	350,757.70
LT_2T	LT-220SER0TAD2C4600A	LT 220 kV, SELVA RURAL DE 0 A 1000 msnm - TORRES DE ACERO - DOBLE TERNA - 2 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - ACAR (600 mm ²)	Selva	220	450	900	355,620.35
LT_2T	LT-220SEU0PADIC1600A	LT 220 kV, SELVA URBANA DE 0 A 1000 msnm - POSTES DE ACERO - DOBLE TERNA - 1 CABLE DE GUARDA DE ACERO GALV. 3/8" EHS - AAAC (600 mm ²)	Selva	220	450	900	561,527.26

Tipo	Código [1]	Descripción [1]	Zona	kV	Capacidad MVA / terna	Capacidad MVA total	Costo unitario en USD [1]
CL_LIN	CE-500SIENEIMU	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR 500 kV SELVA (0 A 1000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - LÍNEA - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63 Ka	Selva	500	-	-	716,055.27
CL_LIN	CE-220SEENIIMUT	MÓDULO DE CELDA TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR 220 kV SELVA (0 A 1000 msnm) - INTERRUPTOR Y MEDIO - LÍNEA - CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 63kA, INTERCONEXIÓN CON EL STTN	Selva	220	-	-	564,088.57
SA	SA-500-160SE	SERVICIOS AUXILIARES 500 kV - 160 kVA SELVA	Selva	500	-	-	695,741.13
OC_F	OC-SEENESOOIMF	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR - TENSIÓN 500 kV - SELVA - SISTEMA DE BARRA EN INTERRUPTOR Y MEDIO (COMPONENTE FIJO)	Selva	500	-	-	319,184.54
OC_V	OC-SEENESOOIMV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL EXTERIOR - TENSIÓN 500 kV - SELVA - SISTEMA DE BARRA EN INTERRUPTOR Y MEDIO (COMPONENTE VARIABLE)	Selva	500	-	-	113,204.97
SA	SA-033-160SE	SERVICIOS AUXILIARES 33 kV - 160 kVA SELVA	Selva	220	-	-	174,399.74
OC_F	OC-SEENI220SBF	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSIÓN 220 kV - SELVA - SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE FIJO)	Selva	220	-	-	241,509.18
OC_V	OC-SEENI220SBV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSIÓN 220 kV - SELVA - SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE VARIABLE)	Selva	220	-	-	111,315.78
OC_V	OC-SEENI220SBV	MÓDULO DE OBRAS COMUNES - SUBESTACIÓN TIPO ENCAPSULADA, AL INTERIOR - TENSIÓN 220 kV - SELVA - SISTEMA DE BARRA EN SIMPLE BARRA (COMPONENTE VARIABLE)	Selva	220	-	-	111,315.78

Subtitular:

CL_LIN	Celda de línea
CL_TR	Celda de Transformación
LT	Línea de Transmisión
LT_IT	Línea de Transmisión Simple Terna
LT_2T	Línea de Transmisión Doble Terna
OC_F	Obras Comunes - componente fijo
OC_V	Obras Comunes - componente variable
SA	Servicios Auxiliares
TR	Transformador de potencia
	Incluido

Tabla 40. Plan final de expansión de la transmisión para el Caso Base

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
2025	LT CARAPONGO220 RZINC220 C2	220	15.0
	LT PACHACHAC220 OROYA220 C2	220	18.3
	LT CHILCA500 CARAPONGO500 C2	500	5.6
2026	LT CHAVARRIA220 SANTAROSA220 C2	220	2.5
	TR POROMA500 POROMA220 C2	500/220	5.4
	TR POROMA500 POROMA220 C3	500/220	5.4
2027	LT MANTARO220 COTARUSE220 C3	220	72.1
	LT SANTAROSA220 SANMARTIN220 C3	220	1.1
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C4	220	72.1
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C5	220	72.1
	TR CARAPONGO500 CARAPONGO220 C2	500/220	10.5
	LT RZINC220 CHAVARRIA220 C2	220	4.5
2030	LT CHILCA220 SAN JUAN220 C2	220	21.1
	TR SOCABAYA500 CVERDE220 C2	500/220	6.1
2031	LT VIZCARRA220 CONOCOCHA220 C2	220	1.2
	LT ICA220 MARCONA220 C2	220	26.9
2032	LT INDEPENDE220 HUMAY220 C2	220	1.4
	LT POMACOCHA220 CARHUAMAY220 C2	220	19.8
	LT POROMA220 MARCONA220 C4	220	3.0
	LT SANTAROSA220 SANMARTIN220 C4	220	1.1
	TR POROMA500 POROMA220 C4	500/220	5.4
2033	LT ZAPALLAL220 VENTANILL220 C2	220	6.0
	LT CHAVARRIA220 SANTAROSA220 C3	220	2.5
	LT POROMA500 HUMAY500 C2	500	33.0
	TR HUMAY500 HUMAY220 C2	500/220	5.4
2034	LT POROMA220 MARCONA220 C2	220	8.4
	LT CARABAYLL220 ZAPALLAL220 C2	220	6.2
2035	LT PIURA220 LANINA220 C2	220	17.1
	LT CARAPONGO220 RZINC220 C3	220	15.0
	LT TALARA220 PIURA220 C2	220	18.6
2036	LT INDEPENDE220 ICA220 C2	220	10.8
	LT ICA220 MARCONA220 C3	220	26.9
	LT ICA220 MARCONA220 C4	220	26.9
	LT ICA220 MARCONA220 C5	220	26.9
	LT HUMAY500 CHILCA500 C2	500	55.9
2037	LT TALARA220 PIURA220 C3	220	18.6
	LT TALARA220 PIURA220 C4	220	18.6
	LT PIURA220 LANINA220 C3	220	17.1
	TR LANINA220 LANINA500 C2	500/220	6.0
2038	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C2	220	14.6
	LT CHICLAYO220 LANINA220 C2	220	23.4
	LT TALARA220 PIURA220 C5	220	18.6
	LT PIURA220 LANINA220 C4	220	17.1
2039	LT TALARA220 PIURA220 C6	220	18.6
	LT ICA220 MARCONA220 C6	220	26.9
	LT ICA220 MARCONA220 C7	220	26.9
	LT INDEPENDE220 ICA220 C3	220	10.8
2040	LT TALARA220 PIURA220 C7	220	18.6
	LT PIURA220 LANINA220 C5	220	17.1

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
	LT CHILCANUE220 CHILCA220 C2	220	8.2
2041	LT DESIERTO220 INDEPENDE220 C2	220	10.2
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C2	220	38.4
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C2	220	21.8
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C3	220	21.8
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C2	220	3.5
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C3	220	3.5
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C3	500	43.0
	LT CHILCA220 DESIERTO220 C2	220	20.4
	LT CANTERA220 INDEPENDE220 C2	220	15.1
2042	LT CHIMBOTE220 TRUJILLO220 C2	220	23.5
2043	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C3	220	14.6
	LT CONOCOCHA220 HUALLANCA220 C2	220	32.2
	LT CARHUAQUE220 CAJAMARCA220 C2	220	18.8
	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C4	220	14.6
2044	LT VENTANILL220 CHAVARRIA220 C2	220	5.5
2045	LT CHICLAYO220 GUADALUPE220 C2	220	14.8
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C2	500/220	6.0
2046	LT SAN JOSE220 SAN LUIS220 C2	220	12.4
	LT INDUSTRIALES SAN JUAN220 C2	220	3.0
	LT SANTAROSA220 INDUSTRIALES C2	220	5.5
	LT CHILCANUE220 CHILCA220 C3	220	8.2
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C4	220	21.8
2047	LT CHIMBOTE500 TRUJILLO500 C2	500	90.6
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C3	220	38.4
	LT CHILCA220 SAN JUAN220 C3	220	21.1
2048	LT INDUSTRIALES SAN JUAN220 C3	220	3.0
	LT POMACOCHA220 SAN JUAN220 C2	220	6.0
	TR LANINA220 LANINA500 C3	500/220	6.0
2049	LT CAJAMARCA220 HUALLANCA220 C2	220	55.4
	LT CHICLAYO220 LANINA220 C3	220	23.4
	LT INDUSTRIALES SAN JUAN220 C4	220	3.0
	LT SANTAROSA220 INDUSTRIALES C3	220	5.5
	LT CHILCANUE220 CHILCA220 C4	220	8.2
2050	LT SAN JUAN220 BALNEARIO220 C2	220	15.1

Tabla 41. Plan final de expansión de la transmisión para de Neto Cero

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
2025	LT CARAPONGO220 RZINC220 C2	220	13.9
	LT ZAPALLAL220 VENTANILL220 C2	220	3.8
	LT CHILCA500 CARAPONGO500 C2	500	4.2
	LT PACHACHAC220 OROYA220 C2	220	17.2
2026	TR POROMA500 POROMA220 C2	500/220	4.6
	LT RZINC220 CHAVARRIA220 C2	220	3.4
	LT CHILCA220 SAN JUAN220 C2	220	18.9
2027	LT MANTARO220 COTARUSE220 C5	220	71.0
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C4	220	71.0
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C3	220	71.0
2030	LT INDEPENDE220 HUMAY220 C2	220	0.3
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C2	500/220	5.2
	TR SOCABAYA500 CVERDE220 C2	500/220	0.5
	TR SOCABAYA500 CVERDE220 C3	500/220	0.5
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C3	500/220	5.2
2032	LT MANTARO500 POROMA500 C2	500	137.1
	TR POROMA500 POROMA220 C4	500/220	4.6
	TR POROMA500 POROMA220 C3	500/220	4.6
	LT ICA220 MARCONA220 C2	220	25.8
	LT POROMA220 MARCONA220 C2	220	6.2
2034	TR POROMA500 POROMA220 C6	500/220	4.6
	TR POROMA500 POROMA220 C5	500/220	4.6
	TR MANTARO220 MANTARO500 C2	500/220	0.5
	LT SANTAROSA220 SANMARTIN220 C4	220	0.0
	LT ICA220 MARCONA220 C3	220	25.8
	LT CHAVARRIA220 SANTAROSA220 C3	220	1.4
	LT CHILCANUE220 CHILCA220 C2	220	5.9
	LT INDEPENDE220 ICA220 C2	220	9.7
	LT SANTAROSA220 SANMARTIN220 C3	220	0.0
	TR CARAPONGO500 CARAPONGO220 C2	500/220	9.7
	LT CHAVARRIA220 SANTAROSA220 C2	220	1.4
2035	TR CARABAYLL500 CARABAYLL220 C2	500/220	9.7
	LT ICA220 MARCONA220 C4	220	25.8
2036	TR HUMAY500 HUMAY220 C2	500/220	4.6
	TR POROMA500 POROMA220 C7	500/220	4.6
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C2	220	1.3
	LT CHILCA220 CANTERA220 C2	220	14.4
	LT PIURA220 LANINA220 C2	220	16.0
	LT TALARA220 PIURA220 C2	220	17.5
	LT CANTERA220 INDEPENDE220 C2	220	15.1
2037	LT SOCABAYA500 MONTALVO500 C2	500	21.3
	LT TALARA220 PIURA220 C3	220	17.5
2038	TR LANINA220 LANINA500 C3	500/220	4.6
	TR LANINA220 LANINA500 C2	500/220	4.6
	LT CAMPAS500 CARAPONGO500 C2	500	45.2
	LT MANTARO500 CAMPAS500 C2	500	34.4
	LT CARHUAQUE220 CAJAMARCA220 C2	220	17.6
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C3	500	41.6

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C2	220	20.7
	LT TALARA220 PIURA220 C4	220	17.5
	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C3	220	13.4
	LT CALLAHUAN220 CHAVARRIA220 C2	220	11.3
2039	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C4	500/220	5.2
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C3	220	20.7
	LT COTARUSE220 SOCABAYA220 C2	220	72.6
	LT PIURA220 LANINA220 C3	220	16.0
2040	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C2	220	37.3
	LT CARABAYLL220 ZAPALLAL220 C2	220	4.0
	LT ZAPALLAL220 VENTANILL220 C3	220	3.8
	LT DESIERTO220 INDEPENDE220 C2	220	10.2
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C3	220	1.3
	LT CHICLAYO220 GUADALUPE220 C2	220	13.7
2041	LT CONOCOCHA220 HUALLANCA220 C2	220	31.1
	LT VIZCARRA220 CONOCOCHA220 C2	220	0.0
	LT POROMA220 MARCONA220 C3	220	6.2
	LT CHIMBOTE220 TRUJILLO220 C3	220	22.3
	LT CHIMBOTE220 TRUJILLO220 C2	220	22.3
	LT VENTANILL220 CHAVARRIA220 C2	220	3.2
	TR CHIMBOTE500 CHIMBOTE220 C2	500/220	2.5
	LT POMACOCHA220 CARHUAMAY220 C2	220	18.6
2042	TR TRUJILLO500 TRUJILLO220 C2	500/220	2.5
2043	LT CARAPONGO220 RZINC220 C3	220	13.9
2044	LT CHICLAYO220 LANINA220 C2	220	22.3
	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C4	220	13.4
2046	LT SAN JOSE220 SAN LUIS220 C2	220	10.1
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C4	220	20.7
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C3	220	37.3
	LT POMACOCHA220 SAN JUAN220 C2	220	13.3
2047	LT CHIMBOTE500 TRUJILLO500 C2	500	89.2
	LT PIURA220 LANINA220 C4	220	16.0
	LT TALARA220 PIURA220 C6	220	17.5
	LT TALARA220 PIURA220 C5	220	17.5
2048	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C5	500/220	5.2
	LT PIURA220 LANINA220 C5	220	16.0
	LT TALARA220 PIURA220 C7	220	17.5
2049	LT POMACOCHA220 SAN JUAN220 C3	220	13.3
2050	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C6	500/220	5.2
	LT SAN JOSE500 SOCABAYA500 C2	500	8.5
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C4	220	1.3
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C6	220	37.3
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C5	220	37.3
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C4	220	37.3
	LT POMACOCHA220 SAN JUAN220 C4	220	13.3
	LT PACHACHAC220 POMACOCHA220 C2	220	11.2
	LT SAN JUAN220 BALNEARIO220 C2	220	12.8

Tabla 42. Plan final de expansión de la transmisión para el caso Neto Cero AE.

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
2025	LT PACHACHAC220 OROYA220 C2	220	17.2
	LT CARAPONGO220 RZINC220 C2	220	13.9
	LT CHILCA500 CARAPONGO500 C2	500	4.2
	LT VIZCARRA220 CONOCOCHA220 C2	220	0.0
2026	TR POROMA500 POROMA220 C2	500/220	4.6
	LT CHAVARRIA220 SANTAROSA220 C2	220	1.4
	LT CHILCA220 SAN JUAN220 C2	220	18.9
2027	TR HUMAY500 HUMAY220 C2	500/220	4.6
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C4	220	71.0
	LT INDEPENDE220 HUMAY220 C2	220	0.3
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C5	220	71.0
	LT MANTARO220 COTARUSE220 C3	220	71.0
2030	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C2	500/220	5.2
	TR SOCABAYA500 CVERDE220 C3	500/220	0.5
	TR SOCABAYA500 CVERDE220 C2	500/220	0.5
2031	TR POROMA500 POROMA220 C4	500/220	4.6
	TR POROMA500 POROMA220 C5	500/220	4.6
	TR POROMA500 POROMA220 C3	500/220	4.6
	LT POROMA220 MARCONA220 C2	220	6.2
	LT ICA220 MARCONA220 C2	220	25.8
2032	LT PIURA220 LANINA220 C3	220	16.0
	LT INDEPENDE220 ICA220 C2	220	9.7
	LT PIURA220 LANINA220 C2	220	16.0
	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C2	220	13.4
	LT TALARA220 PIURA220 C4	220	17.5
	LT TALARA220 PIURA220 C3	220	17.5
	LT ICA220 MARCONA220 C4	220	25.8
	LT ICA220 MARCONA220 C3	220	25.8
	LT TALARA220 PIURA220 C2	220	17.5
	LT DESIERTO220 INDEPENDE220 C2	220	10.2
	LT ZAPALLAL220 VENTANILL220 C2	220	3.8
2033	LT CHICLAYO220 GUADALUPE220 C2	220	13.7
	LT TRUJILLO220 GUADALUPE220 C2	220	17.3
2034	LT SANTAROSA220 SANMARTIN220 C3	220	0.0
	LT SANTAROSA220 SANMARTIN220 C4	220	0.0
	LT MANTARO500 POROMA500 C2	500	137.1
2035	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C2	220	1.3
	TR MANTARO220 MANTARO500 C2	500/220	0.5
2036	LT CARHUAQUE220 CAJAMARCA220 C2	220	17.6
	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C3	220	13.4
	LT VENTANILL220 CHAVARRIA220 C2	220	3.2
	LT SAN JOSE500 SOCABAYA500 C2	500	8.5
	LT CHIMBOTE220 TRUJILLO220 C2	220	22.3
	TR CHIMBOTE500 CHIMBOTE220 C2	500/220	2.5
	TR TRUJILLO500 TRUJILLO220 C2	500/220	2.5
	LT PACHACHAC220 POMACOCHA220 C2	220	11.2
2037	LT ZAPALLAL220 VENTANILL220 C3	220	3.8
	LT CARABAYLL220 ZAPALLAL220 C2	220	4.0
	LT CHILCA220 DESIERTO220 C2	220	19.3

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
	LT SOCABAYA500 MONTALVO500 C2	500	21.3
	TR CARABAYLL500 CARABAYLL220 C2	500/220	9.7
2038	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C4	500/220	5.2
	LT CHILCANUE220 CHILCA220 C2	220	5.9
	LT SOCABAYA220 CVERDE220 C2	220	4.2
	LT POMACOCOA220 SAN JUAN220 C2	220	13.3
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C3	500	41.6
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C4	500	41.6
	LT ICA220 MARCONA220 C5	220	25.8
	LT SOCABAYA500 MONTALVO500 C4	500	21.3
	LT DESIERTO220 INDEPENDE220 C4	220	10.2
	LT SOCABAYA500 MONTALVO500 C3	500	21.3
	LT POROMA220 MARCONA220 C3	220	6.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C3	500/220	5.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C5	500/220	5.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C6	500/220	5.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C7	500/220	5.2
	TR POROMA500 POROMA220 C6	500/220	4.6
	TR POROMA500 POROMA220 C7	500/220	4.6
2039	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C2	220	20.7
2040	LT CHIMBOTE220 TRUJILLO220 C3	220	22.3
	LT TALARA220 PIURA220 C5	220	17.5
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C3	220	1.3
	TR TRUJILLO500 TRUJILLO220 C3	500/220	2.5
	TR LANINA220 LANINA500 C2	500/220	4.6
	TR PLANICIE500 PLANICIE220 C2	500/220	4.9
2041	LT MANTARO500 CAMPAS500 C2	500	34.4
	LT CHICLAYO220 CARHUAQUE220 C4	220	13.4
	LT CHICLAYO220 LANINA220 C2	220	22.3
	LT PARAMONUE220 CHIMBOTE220 C2	220	40.7
	LT PARAMONUE220 HUACHO220 C2	220	21.2
	LT ZAPALLAL220 HUACHO220 C2	220	16.7
	LT CHIMBOTE500 TRUJILLO500 C2	500	89.2
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C3	220	20.7
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C4	220	20.7
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C5	500	41.6
	LT POMACOCOA220 CARHUAMAY220 C2	220	18.6
	LT HUANZA220 CARABAYLL220 C2	220	11.2
2042	LT SAN JOSE220 SAN LUIS220 C2	220	10.1
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C6	500	41.6
	LT CAMPAS500 CARAPONGO500 C2	500	45.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C8	500/220	5.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C9	500/220	5.2
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C10	500/220	5.2
2043	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C2	220	37.3
2044	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C7	500	41.6
2046	LT ZAPALLAL220 VENTANILL220 C4	220	3.8
	LT CONOCOCHA220 HUALLANCA220 C2	220	31.1
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C5	220	20.7

Año	Equipo	Nivel de voltaje (kV)	Nivel de voltaje (kV)
2047	LT SAN JUAN220 BALNEARIO220 C2	220	12.8
	LT POMACOCOA220 SAN JUAN220 C3	220	13.3
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C6	220	20.7
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C7	220	20.7
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C4	220	1.3
2048	LT RZINC220 CHAVARRIA220 C2	220	3.4
	LT MANTARO220 HUAYUCACH220 C2	220	13.8
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C8	500	41.6
	LT CARAPONGO220 RZINC220 C3	220	13.9
	TR CARAPONGO500 CARAPONGO220 C2	500/220	9.7
2049	LT CHICLAYO220 LANINA220 C3	220	22.3
	LT POMACOCOA220 SAN JUAN220 C4	220	13.3
	LT INDUSTRIALES SAN JUAN220 C2	220	2.5
	LT SANTAROSA220 INDUSTRIALES C2	220	4.4
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C3	220	37.3
2050	LT CHIMBOTE220 TRUJILLO220 C4	220	22.3
	LT COTARUSE220 SOCABAYA220 C2	220	72.6
	LT PUNO220 MOQUEGUA220 C4	220	37.3
	LT SOCABAYA220 MOQUEGUA220 C8	220	20.7
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C5	220	1.3
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C6	220	1.3
	LT MONTALVO220 MOQUEGUA220 C7	220	1.3
	LT SAN JOSE500 MONTALVO500 C9	500	41.6
	TR MONTALVO500 MONTALVO220 C11	500/220	5.2



BID

Mejorando vidas

