

Proyecciones de Energía Eólica Marina en Chile

Informe Final

Marzo 2026

Autores:

Rodrigo Moreno, Miguel Sánchez, Cristóbal Mujica y Matías Medina

Contacto: rmorenov@uai.cl

Informe preparado por ISCI

Socio Estratégico:



Proyecciones de Energía Eólica Marina en Chile

Marzo 2026

Autores:

Rodrigo Moreno, Universidad Adolfo Ibáñez, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Miguel Sánchez, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Matías Medina, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Cristóbal Mujica, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Consejo Asesor:

Luiz Barroso, PSR Energy Consulting and Analytics

Juliana Lima, Experta en Integración de Energías Renovables

Participantes

Johanna Monteiro, Eduardo Acuña, Isabella Villanueva, Mariel Robles, Ministerio de Energía

Ana Lía Rojas, Felipe Gallardo, Cristian Herrera, ACERA

Mauricio Riveros, Nicolás Silva, Javiera Ábalos, Camila Vivanco, InvestChile

Sara Larraín, Gonzalo Melej, Chile Sustentable

Alex Santander, Ignacia Aguilera, Generadoras de Chile

Javier Tapia, Jorge Candia, Transmisoras de Chile

Rodrigo Tapia, British Embassy

David Findlay, Cesar Diaz, Catapult ORE

Tabla de contenido

Resumen ejecutivo	5
1. Introducción	8
1.1. Estructura del informe	9
2. Objetivos	10
3. Modelo de planificación ISCI	11
3.1. Datos de entrada del modelo eléctrico	14
Sistema de transmisión nacional	15
Crecimiento de la demanda	16
Proyección de precio de combustibles	17
Costos de inversión tecnologías de generación y almacenamiento	18
Costo unitario de emisiones	18
Capacidad instalada generación	19
Capacidad instalada de transmisión	20
Escenarios hidrológicos	20
Perfiles y potencial de tecnologías	21
Reconversión y overhaul de centrales a gas	22
Escenarios de desarrollo de OSW	22
Factor de capacidad y potencial OSW	23
3.2. Casos de estudio	24
4. Proyecciones de la matriz eléctrica chilena al 2050	25
4.1. Capacidad instalada de generación	25
4.2. Localización de la generación OSW dentro del sistema eléctrico	26
4.3. Capacidad instalada de transmisión	29
4.4. Emisiones de CO2	31
5. Rol del corredor Polpaico – Nueva Charrúa en el desarrollo de OSW en Chile	32
5.1. Descripción metodológica	32
5.2. Capacidad de transmisión atrasada	34
5.3. Impacto del retraso en los costos operacionales del sistema	34
5.4. Evaluación económica del retraso	37
6. Conclusión	40

Resumen ejecutivo

La energía eólica marina (Offshore Wind, OSW) es una de las tecnologías con mayor potencial para contribuir a la descarbonización del sistema eléctrico chileno hacia mediados de siglo considerando la geografía nacional y los progresos de la tecnología. En ese contexto, el ISCI cuantifica el impacto de integrar distintos niveles de OSW en el sistema eléctrico chileno a partir de distintos escenarios de integración que se definen en concordancia con la Hoja de Ruta del Ministerio de Energía y sus consultores Carbon Trust y Vinken. Así, este estudio analiza, por tanto, la evolución del sistema eléctrico chileno entre 2035 y 2050, considerando las inversiones y la operación de los sistemas de generación, transmisión y almacenamiento.

El análisis considera distintos escenarios determinados por i) crecimiento de la demanda eléctrica y ii) distintos niveles de desarrollo de energía eólica marina definidos de manera exógena por la hoja de ruta. A partir de estos supuestos, se modela la evolución óptima del sistema eléctrico, permitiendo identificar cómo la incorporación de OSW modifica la composición tecnológica de la matriz eléctrica, la localización de las inversiones en generación y las necesidades de expansión de la red de transmisión.

Los resultados muestran que la incorporación de **energía eólica marina produce cambios estructurales** en el portafolio óptimo de generación. En particular, OSW reemplaza otras tecnologías renovables, especialmente con la generación solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento en baterías. En términos de capacidad instalada, los resultados sugieren que 1 MW de generación eólica marina puede sustituir aproximadamente 1,5 MW de generación solar fotovoltaica, 1,5 MW de almacenamiento en baterías y cerca de 0,3 MW de eólica terrestre, lo que equivale a cerca de 3,3 MW de capacidad renovable alternativa. Esto se explica principalmente por los mayores factores de planta de la eólica offshore y por su perfil de generación más distribuido a lo largo del día.

Como consecuencia, **los escenarios con integración de OSW presentan una reducción significativa en la capacidad de generación instalada del sistema**, alcanzando hacia 2050 niveles aproximadamente 25% menores que en los escenarios que dependen exclusivamente de generación renovable terrestre y almacenamiento. Este resultado sugiere que la generación eólica offshore reduce la necesidad de inversión en generación solar y almacenamiento para gestionar la variabilidad de las energías renovables.

Desde una perspectiva geográfica, **el desarrollo de OSW se concentra inicialmente en las costas de la Región del Biobío**, que emerge como el principal polo de integración de esta tecnología en el sistema eléctrico. A medida que aumenta la demanda eléctrica en los escenarios de mayor electrificación, el desarrollo offshore se expande hacia otras zonas costeras, particularmente Valparaíso, debido a su cercanía con el principal centro de consumo del sistema en la Región Metropolitana, y Puerto Montt, donde se identifican factores de planta más elevados que favorecen la productividad energética de los proyectos.

La integración de eólica marina también tiene implicancias relevantes para la expansión de la red de transmisión. **Los resultados muestran que el despliegue de OSW incrementa la necesidad de capacidad en el corredor estructural Nueva Charrúa – Ancoa – Polpaico**, el cual transporta la energía generada en las zonas costeras del centro-sur hacia los principales centros de consumo del país. Al mismo tiempo, la

menor expansión de generación solar en el norte reduce los requerimientos de expansión en el tramo Nueva Cardones – Polpaico. En términos agregados, el efecto sobre la transmisión depende del escenario de demanda: en el caso de un crecimiento de demanda bajo pueden observarse ahorros netos de inversión, mientras que en escenarios de mayor electrificación la integración de OSW requiere expansiones adicionales de la red.

En términos ambientales, la incorporación de eólica marina contribuye a reducir las emisiones del sistema eléctrico; sin embargo, este efecto resulta relativamente moderado. Los resultados indican una reducción del orden de 15% en las emisiones de CO₂ entre escenarios equivalentes con y sin OSW. Este impacto más acotado se explica porque la generación eólica reemplaza principalmente tecnologías renovables, especialmente con la solar fotovoltaica, con efectos reducidos en la generación térmica.

Finalmente, el estudio analiza el impacto económico de posibles retrasos en la expansión de la transmisión onshore en el corredor Nueva Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel, infraestructura clave para transportar la energía proveniente de proyectos offshore hacia los centros de consumo ubicados al norte de Concepción. Estos retrasos pueden originarse por una coordinación interinstitucional ineficiente y por limitaciones en los procesos de articulación con diversos stakeholders y comunidades. **Estos retrasos pueden generar sobrecostos operacionales en el sistema eléctrico, lo que permite cuantificar el valor económico asociado a alternativas de integración, incluyendo el potencial desarrollo de transmisión offshore**, la cual tendría comparativamente menores desafíos de coordinación interinstitucional. En consecuencia, un mayor número de años de retraso esperado implica mayores sobrecostos sistémicos, aumentando la factibilidad relativa de integrar tecnologías de transmisión marítima.

En conjunto, los resultados del estudio destacan el rol potencial de la energía eólica marina como un componente estructural en la transición energética de Chile. Más allá de su contribución directa a la generación renovable, OSW introduce cambios significativos en la configuración del sistema eléctrico, en la geografía de la expansión de la generación y en las necesidades de infraestructura de transmisión. Estos resultados tienen un impacto directo en la planificación energética de largo plazo y para la definición de políticas públicas orientadas a facilitar una integración eficiente y segura de la energía eólica marina en el país.

1. Introducción

El sistema eléctrico chileno se encuentra en un proceso de transformación estructural impulsado por los compromisos de descarbonización y la creciente incorporación de energías renovables variables. En las últimas décadas, el país ha experimentado una rápida expansión de tecnologías como la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre, lo que ha permitido reducir la participación de generación fósil y avanzar hacia una matriz energética más limpia. Sin embargo, este proceso también plantea nuevos desafíos asociados a la variabilidad de los recursos renovables, la localización geográfica de los polos de generación y la necesidad de expandir y fortalecer la infraestructura de transmisión para asegurar un suministro confiable y eficiente.

En este contexto, la energía eólica marina (Offshore Wind, OSW) emerge como una alternativa estratégica para diversificar la matriz energética, aprovechar el alto potencial de recurso eólico presente a lo largo de la costa chilena y contribuir al cumplimiento de los objetivos climáticos de largo plazo del país. Con el propósito de evaluar las oportunidades y desafíos asociados a esta tecnología, el Ministerio de Energía de Chile ha impulsado el desarrollo de una hoja de ruta para la energía eólica marina, elaborada en colaboración con el Banco Mundial, Carbon Trust y Vinken. Esta iniciativa busca establecer las bases técnicas, regulatorias y de planificación necesarias para facilitar la futura incorporación de proyectos de energía eólica marina en el país.

Como parte de este proceso, se han definido distintos escenarios de desarrollo de OSW que representan trayectorias posibles de integración de esta tecnología en el sistema eléctrico chileno durante las próximas décadas. Estos escenarios consideran distintos niveles de despliegue de capacidad instalada y permiten evaluar sus implicancias sobre la expansión de la generación, el almacenamiento y la infraestructura de transmisión del sistema.

En este marco, el presente informe tiene como objetivo analizar cómo se configura el sistema eléctrico chileno ante distintos escenarios de integración de energía eólica marina entre los años 2035 y 2050, considerando niveles de desarrollo de esta tecnología definidos de manera exógena en la Hoja de Ruta del Ministerio de Energía. A partir de estos niveles de integración predeterminados, el estudio evalúa cómo se reconfigura el sistema eléctrico en términos de inversión y operación en generación, transmisión y almacenamiento, analizando la evolución de la capacidad instalada por tecnología y su distribución geográfica dentro del sistema.

En particular, el análisis presta especial atención al rol de la red de transmisión como infraestructura habilitante para la integración de OSW, destacando la importancia del corredor estructural que conecta Nueva Charrúa, Ancoa y Polpaico para transportar la energía generada en las zonas costeras del centro-sur hacia los principales centros de consumo del país. En este contexto, el estudio examina también el impacto económico de eventuales retrasos en la expansión de estos ejes de transmisión onshore, evaluando los costos sistémicos asociados y el rol que podrían desempeñar alternativas de transmisión offshore para facilitar la integración de la generación eólica marina.

Finalmente, el informe permite identificar los principales desafíos operacionales y de planificación que surgen con la incorporación de OSW en el sistema eléctrico chileno, así como los efectos que esta

tecnología podría tener sobre la configuración futura de la matriz energética. A partir de los resultados obtenidos, se extraen recomendaciones preliminares para la planificación del sistema eléctrico y el desarrollo de infraestructura habilitante, particularmente en lo relativo a la coordinación entre el despliegue de generación eólica marina y las inversiones en transmisión eléctrica necesarias para su integración eficiente y segura.

1.1. Estructura del informe

Este informe se estructura de la siguiente manera: en la **Sección 2** se presentan los objetivos del estudio. En la **Sección 3** se describe la metodología utilizada, junto con los datos de entrada considerados por el modelo y sus respectivas fuentes, incluyendo las proyecciones de demanda, los escenarios de desarrollo de energía eólica marina y los principales supuestos tecnológicos. Asimismo, en esta sección se presentan los casos de estudio analizados. En la **Sección 4** se exponen los resultados obtenidos de las proyecciones de la matriz eléctrica chilena hacia el año 2050 bajo los distintos escenarios de desarrollo de energía eólica marina, junto con su correspondiente análisis en términos de expansión de generación, transmisión, generación anual de energía y emisiones del sistema. Finalmente, en la **Sección 5** se analiza el rol del corredor de transmisión Polpaico – Nueva Charrúa en el desarrollo de la matriz energética, así como los potenciales efectos económicos asociados a retrasos en su entrada en operación.

2. Objetivos

El **Objetivo General** de este estudio es analizar los impactos de la generación eólica marina (Offshore Wind, OSW) entre los años 2035 y 2050, considerando la adaptación del sistema eléctrico en términos de los activos de generación, transmisión y almacenamiento. En ese contexto, los niveles de integración de OSW analizados se definen en concordancia con los niveles fijados en la Hoja de Ruta elaborada por el Ministerio de Energía de Chile en colaboración con la consultora Carbon Trust.

En particular, los **Objetivos Específicos** de la propuesta son los descritos a continuación:

Objetivo Específico 1 (OE1): Cuantificar los efectos sistémicos de la integración de OSW en términos de capacidad instalada, generación anual, necesidades de transmisión y emisiones de CO₂ hacia 2050 bajo distintos escenarios de crecimiento de demanda y desarrollo de energía eólica marina.

Objetivo Específico 2 (OE2): Evaluar el impacto de la incorporación de OSW en las decisiones de inversión en generación, particularmente en la interacción con tecnologías renovables variables como solar fotovoltaica, eólica terrestre y sistemas de almacenamiento.

Objetivo Específico 3 (OE3): Analizar la localización óptima de la generación eólica marina dentro del sistema eléctrico chileno, identificando las zonas con mayor potencial de desarrollo y su relación con los centros de consumo.

Objetivo Específico 4 (OE4): Determinar los requerimientos de expansión de la red de transmisión asociados a la integración de OSW, considerando distintos escenarios de electrificación y desarrollo tecnológico.

Objetivo Específico 5 (OE5): Examinar el rol estructural del corredor de transmisión Polpaico – Nueva Charrúa como eje de transporte de energía entre la zona centro-sur y el principal centro de consumo del sistema eléctrico.

3. Modelo de planificación ISCI

La proyección de la matriz eléctrica, para este estudio, se realiza mediante el modelo de planificación estocástico del ISCI, capaz de determinar decisiones de inversión de generación, transmisión y almacenamiento en el SEN. Este modelo es capaz de equilibrar simultáneamente costos de operación e inversión, optimizando las decisiones de inversión a largo plazo con las de operación en el corto plazo, y obteniendo un portafolio de inversiones que minimiza los costos totales. Esto se logra a través del acople y evaluación en conjunto de las distintas tecnologías y escalas de tiempo, lo que permite determinar las necesidades tanto en capacidad instalada de generación, almacenamiento, y de la red de transmisión. La **Figura 1** presenta la manera en que el modelo utilizado integra las distintas escalas de tiempo para tomar decisiones holísticas tanto para la operación como la expansión de la capacidad del sistema.

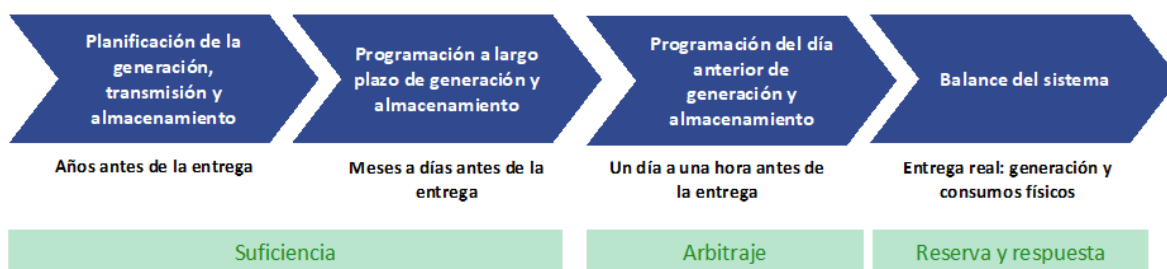


Figura 1. Integración de tecnologías y escalas temporales del modelo.

El modelo adopta un enfoque estocástico que permite capturar la incertidumbre asociada a la generación renovable variable, como la solar y eólica, así como a las condiciones hidrológicas que pueden afectar al SEN. Este enfoque representa de manera más realista las condiciones operativas al incorporar la variabilidad de los recursos en términos combinatorios. De esta forma, se consideran distintas disponibilidades de recursos hídricos, solares y eólicos, junto con diversos niveles de demanda. Como resultado, el modelo identifica las inversiones óptimas necesarias para enfrentar de manera económica y resiliente las futuras fluctuaciones de los recursos.

La **Figura 2** presenta una descripción general del modelo utilizado, señalando los principales datos de entrada y salida. Entre los parámetros que entran al modelo, se destacan los perfiles de demanda, disponibilidades de recursos renovables, los costos de mercado, y las restricciones técnicas y operativas para modelar el sistema. Por otra parte, el modelo entrega el portafolio óptimo de inversiones, así como simulaciones del despacho económico, incluyendo la generación de cada tecnología y zona, costos, emisiones de CO₂, entre otros.

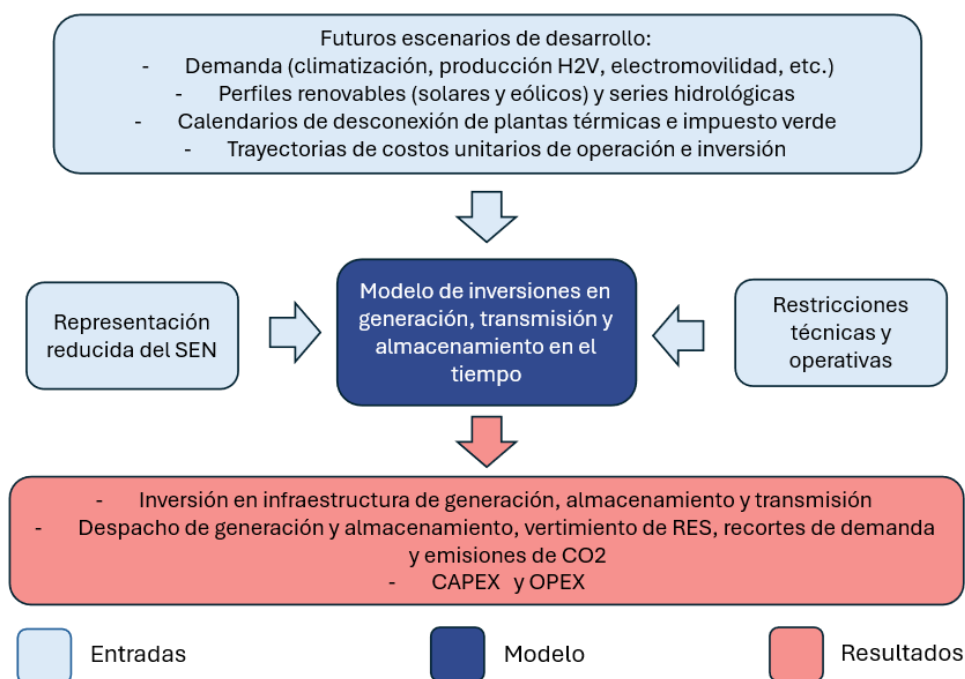


Figura 2. Estructura general del modelo de planificación estocástica.

A continuación, se presentan ciertos aspectos clave del modelo utilizado, el cual corresponde a un modelo de optimización lineal entero mixto. En lo que respecta a la función objetivo, el modelo minimiza la suma de costos de inversión y operación, los cuales se detallan a continuación:

- El costo de inversión incluye el costo de capital (anualizado) de nuevas unidades de generación y almacenamiento, así como el costo de expansión y refuerzo de la red. En particular, para el caso del almacenamiento, el costo de capital también incluye la capacidad de almacenamiento de energía, que determina la cantidad de energía que se puede almacenar. Los diversos tipos de costos de inversión se anualizan utilizando el costo de capital promedio ponderado (WACC, del inglés *Weighted-Average Cost of Capital*) apropiado y la vida económica estimada del activo. Ambos parámetros se proporcionan como entradas al modelo y sus valores varían entre diferentes tecnologías.
- El costo de operación del sistema consiste en el costo de operación de generación y el costo de la energía no servida, ambos calculados a lo largo del año. El costo de operación de generación consiste en: (i) costo variable según la producción de electricidad, (ii) costo fijo, y (iii) costo de encendido y apagado de las unidades. El costo de operación de generación está determinado por dos parámetros de entrada: precios de combustible y el costo unitario asociado a las emisiones de CO₂.

El modelo incorpora una serie de restricciones que permiten modelar las características propias de cada tecnología de generación, así como los parámetros topológicos de la red. Esto contempla aspectos operativos, relacionados con límites técnicos, así como requerimientos de seguridad del sistema. Algunos detalles del modelamiento se presentan a continuación:

- Los generadores son modelados con restricciones operativas que incluyen: (i) montos de generación mínima y máxima técnica, (ii) restricciones de rampa, (iii) restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado, y (iv) restricciones de respuesta de frecuencia y reservas (o reservas primarias y secundarias). De esta manera, el modelo incorpora la (in)flexibilidad otorgada por distintas tecnologías y las congestiones de la red a través del problema que formalmente se conoce como *unit commitment*.
- Para los generadores hidroeléctricos de pasada, eólicos terrestres, eólicos marinos y solares, la producción máxima de electricidad está limitada por el perfil energético disponible, que se especifica como parte de los datos de entrada. El modelo busca aumentar la utilización de estas unidades, dado que suelen tener un costo marginal nulo o bajo. Sin embargo, en determinadas circunstancias, como cuando hay un exceso de oferta de electricidad en el sistema o los requisitos de reserva y respuesta limitan la cantidad de generación renovable que se puede integrar, puede ser necesario reducir su producción para equilibrar el sistema, lo que se incorpora en el modelo.
- En el caso de los generadores hidroeléctricos con embalses y unidades de almacenamiento por bombeo, la producción de electricidad está limitada tanto por la potencia máxima de salida como por la energía disponible en el embalse en un momento determinado, optimizando al mismo tiempo el despacho y la cantidad de energía en el depósito/reservorio. Además, para las tecnologías de almacenamiento, el modelo considera las pérdidas de eficiencia asociadas.
- Para la red de transmisión se considera un modelo de transporte con restricciones de flujo. Las restricciones de flujos de potencia limitan la energía que fluye a través de las líneas entre las áreas del sistema, respetando la capacidad instalada de la red como un límite superior. Así mismo, el modelo también puede permitir la inversión en mejorar la capacidad de la red si resulta económico. Ampliar la capacidad de transmisión e interconexión es considerado crucial para facilitar la integración eficiente de grandes recursos renovables intermitentes, dado que su localización es un factor clave.
- Se incorporan restricciones de seguridad para el control de frecuencia, considerando distintas formas de reservas. El modelo distingue entre dos tipos clave de reservas: primaria y secundaria. El requerimiento de reservas primarias se calcula en función de la pérdida de la unidad más grande despachada, mientras que las reservas secundarias se calculan en función de la incertidumbre en la generación renovable y la demanda. Considerando los requerimientos de reserva, el modelo programa la provisión óptima de reservas, teniendo en cuenta las capacidades y costos de los proveedores potenciales de estos servicios, como las pérdidas de eficiencia en una planta de generación con carga parcial, encontrando así el equilibrio entre el costo de generar electricidad para un perfil de demanda determinado y el costo de mantener reservas suficientes. Además, se pueden considerar tecnologías alternativas para la entrega de reservas, como el almacenamiento y la respuesta de demanda (DSR, del inglés *Demand Side Response*), según corresponda.
- El modelo incorpora la posibilidad de reconversión y mantenimiento de centrales térmicas para extender su vida útil. En particular, se modela la reconversión de centrales a carbón para operar en base a gas natural, debido a su más reducido nivel de emisiones. Por otra parte, el modelo también incorpora la posibilidad de realizar *overhaul* en centrales a gas para extender su vida útil.

Con lo anterior, el modelo puede determinar las decisiones óptimas de inversión en generación, transmisión y almacenamiento; considerando su localización y dimensionamiento, para satisfacer el balance entre generación-demanda en el sistema, y garantizar la seguridad de suministro.

3.1. Datos de entrada del modelo eléctrico

A continuación, se presenta la representación del SEN, junto a un resumen de todos los datos de entrada utilizados, sus supuestos, y la fuente de donde fueron obtenidos para modelar los consumos eléctricos del gas natural. Es necesario indicar que los datos de entrada toman los períodos comprendidos entre los años 2025 y 2050, independientemente de los años y escenarios escogidos para la simulación.

En esta línea, la **Tabla 1** resume los principales datos de entrada con sus respectivas fuentes, la cual está compuesta principalmente por información de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027¹, información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía, los decretos oficiales de expansión y proyectos comprometidos en licitaciones.

Tabla 1. Principales datos de entrada del modelo eléctrico.

Concepto	Fuente de inputs del modelo
Demanda	- Perfiles históricos obtenidos del CEN. - Tasas de crecimiento considerando valores históricos y obtenidos del proceso de PELP 2023-2027.
Precios de combustibles	- El carbón, GNL, y diesel, consideran valores observados por el CEN (programación al 18/01/2025), y se ajustan en el corto plazo utilizando el informe de proyecciones de precios de combustibles 2024-2044 de la CNE, y en el largo plazo utilizando el Annual Energy Outlook (de 2023).
CAPEX de tecnologías de generación, transmisión y almacenamiento	- Generación y almacenamiento consideran el escenario referencial de proceso final PELP 2023-2027. - Transmisión considera el escenario referencial de proceso final PELP 2023-2027 y decretos tarifarios.
Costo de impuesto a las emisiones	- Trayectoria proceso final PELP 2023-2027, constante en 35 [USD/tonCO₂] para 2030-2050.
Escenarios hidrológicos	- Centrales (embalse y pasada) y cuencas hidrológicas obtenidas del CEN para los años 2009, 2012 y 2021.
Capacidad instalada y proyectos en desarrollo de generación y almacenamiento.	- Generación considera la programación de la operación del CEN (al 18/01/2025), ajustado con el reporte de capacidad instalada de la CNE, y el plan de obras utilizado en el proceso PLP (21/01/2025). - Sistemas de almacenamiento obtenidos de reporte de estadísticas de Generación de Energías Eléctrica Renovable de ACERA (febrero

¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf

	2025) y proyectos comprometidos del plan de licitaciones de Bienes Nacionales (BBNN) 2025.
Proyectos en desarrollo de transmisión	- Información pública del CEN, ajustada con el proceso final PELP 2023-2027.
Restricciones y parámetros operativos de las unidades de generación y almacenamiento	- Infotécnica del CEN (18/01/2025), complementados con proceso final PELP 2023-2027.
Requerimientos de reservas	- Informe final Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del CEN (junio 2024).
Potencial de generación	- Los potenciales renovables disponibles en proceso final PELP 2023-2027. - Las capacidades instaladas de embalse, pasada, carbón y diésel no pueden incrementarse.
Perfiles renovables (solar y eólico)	- Información de la operación del CEN (2025), basados en la inyección real y los recortes de generación de cada una de las centrales.

Sistema de transmisión nacional

El SEN se representa a través de un modelo reducido compuesto por 9 zonas (o grupos de barras), basado en la topología original de transmisión utilizada en el Informe Preliminar del proceso de la PELP 2023-2027. Cada una de estas zonas está representada por la generación y demanda eléctrica agregada de las barras que pertenecen a dicha zona. Estas zonas se determinaron considerando las principales inversiones de transmisión que se presentan en el proceso de la PELP, y en base a las características de generación y demanda de cada zona. A modo ilustrativo, la **Figura 3** presenta la representación de las barras, líneas y zonas del SEN utilizadas en el modelo, las cuales se encuentran numeradas desde el 1 al 9, desde las zonas del norte al sur.

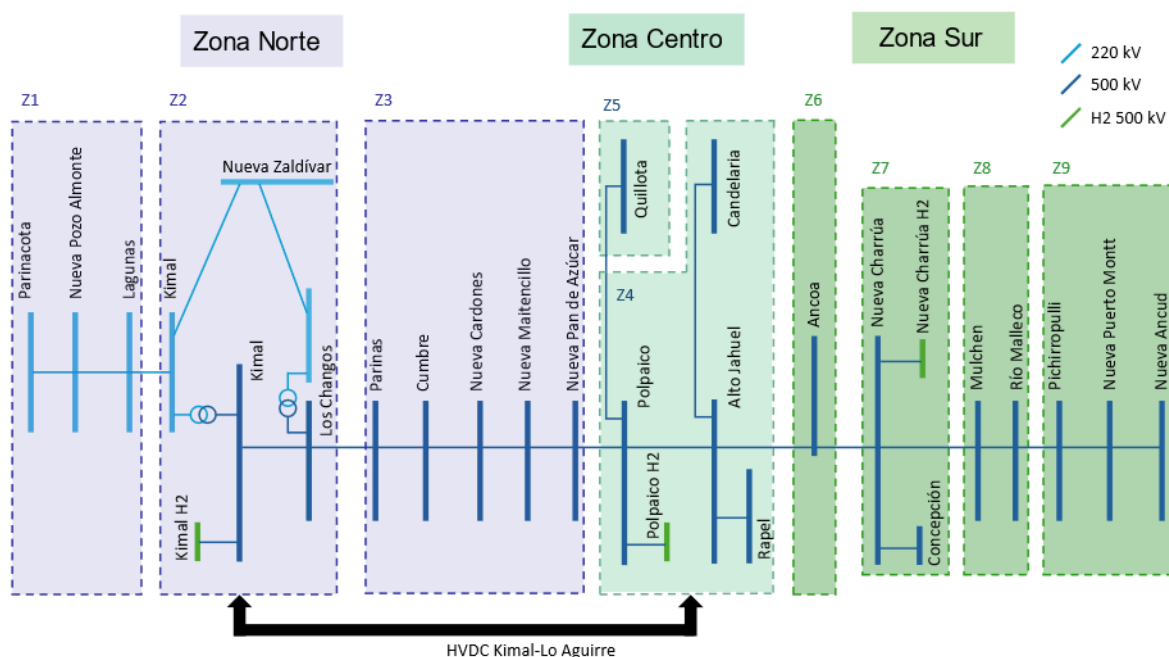


Figura 3. Topología del sistema de transmisión nacional utilizado para este estudio.

Crecimiento de la demanda

Se consideraron tres escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica para el período 2025–2050, basados en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP 2023–2027). El primer escenario corresponde a una trayectoria base con un crecimiento intrínseco anual del 2%, sin incorporar medidas adicionales de electrificación, representando una evolución tendencial de la demanda. Los otros dos escenarios, Carbono Neutralidad y Transición Acelerada, incluyen distintos grados de electrificación de la economía, considerando penetración de electromovilidad o desarrollo de hidrógeno verde. La **Figura 4** muestra la evolución de la energía demandada bajo los tres escenarios a lo largo del período de análisis.

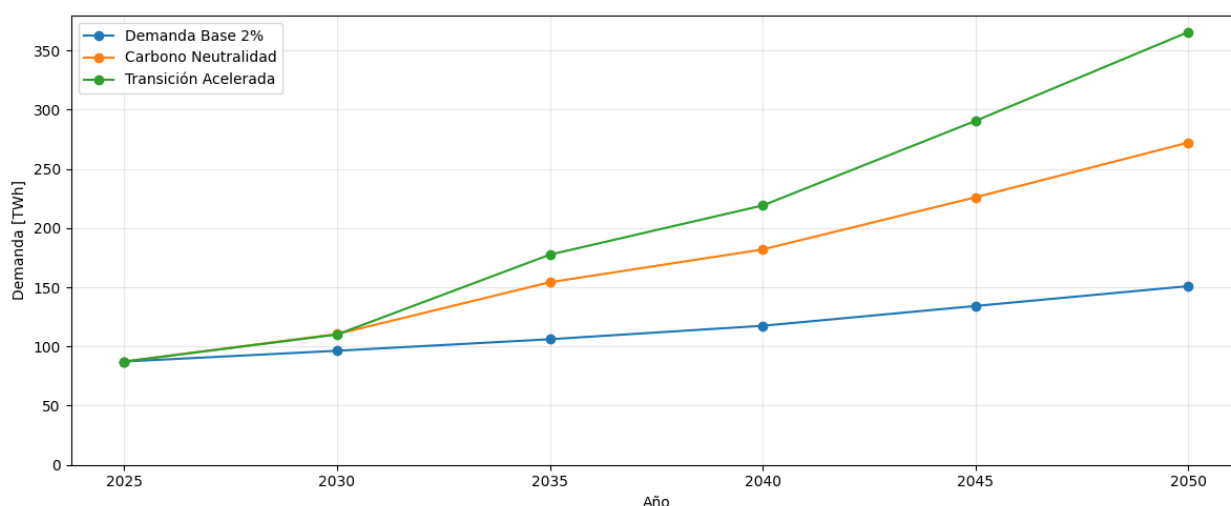


Figura 4. Proyección de demanda eléctrica por escenario.

Proyección de precio de combustibles

La operación económica para el horizonte temporal del estudio del sistema requiere realizar supuestos asociados a las proyecciones de precios que permitan representar el costo de las centrales térmicas. Para ello, se realiza una estimación de los costos para el periodo 2024-2040.

Para los años actuales, los precios de los combustibles son obtenidos a través de información de la programación de la operación del CEN². A partir del 2025, se realiza una proyección de los costos del en base a los precios internacionales³ ⁴. La **Figura 5** presenta las tendencias para el periodo de estudio. Finalmente, para distribuir los costos a nivel de unidades de generación, se utilizan los costos de internación y transporte del combustible, además de los *heat rates* extraídos del Informe de Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo 2024⁵.

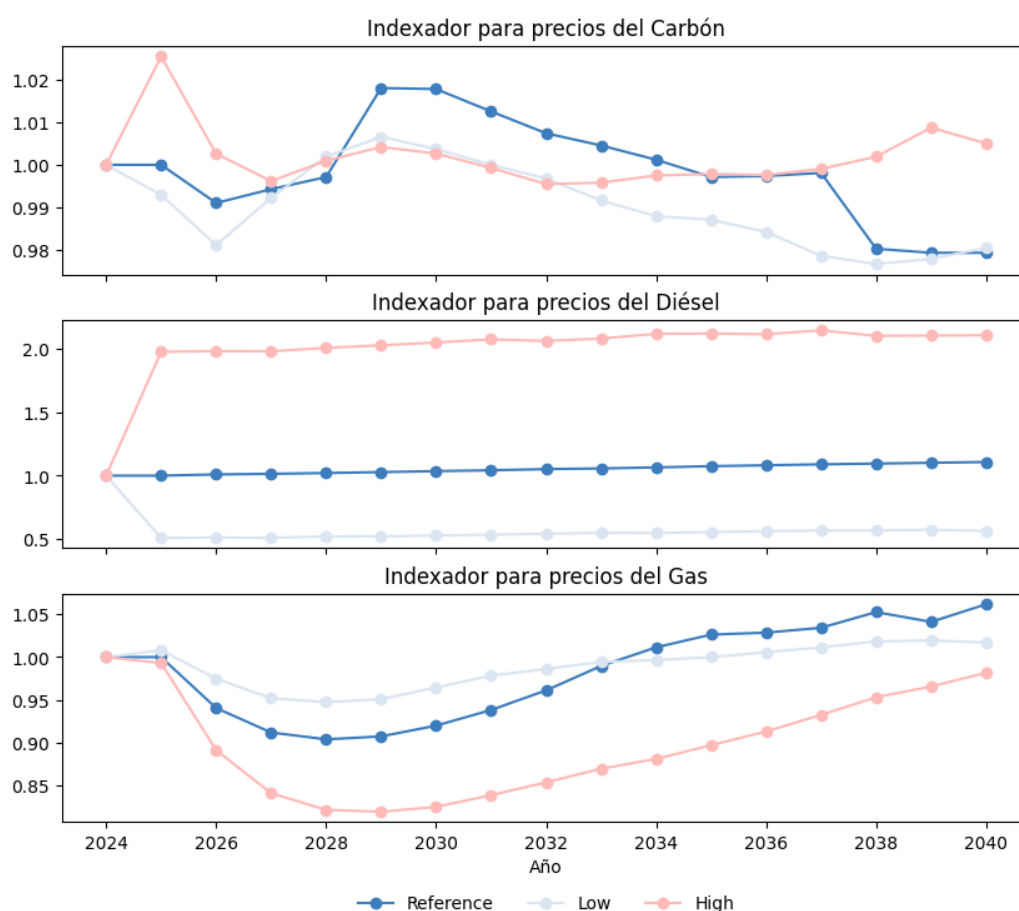


Figura 5. Tendencias internacionales de precios de los combustibles para el período 2023 - 2040.

²Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, "Programación de la Operación del 27 de enero del 2025," [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2025/>.

³U.S. Energy Information Administration - EIA, "Short-Term Energy Outlook," 2024.

⁴Comisión Nacional de Energía (CNE), *Informe Técnico de Potencia - Precio Nudo Corto Plazo - Junio 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

⁵ Comisión Nacional de Energía (CNE), *Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2024*. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ITP-PNCP-Jun-2024.pdf>.

Costos de inversión tecnologías de generación y almacenamiento

Los costos de inversión para cada tecnología son extraídos del informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento, y luego son proyectados sobre el horizonte 2024-2040 utilizando las tasas de evolución del proceso PELP 2023-2027⁶. Con ello, la **Figura 6** muestra las curvas de costos de inversión para cada tipo de generador. En suma a lo anterior, la misma gráfica presenta los costos de inversión para los equipos de almacenamiento de 2 y 4 horas, así como de plantas hidráulicas de bombeo de 18 horas.

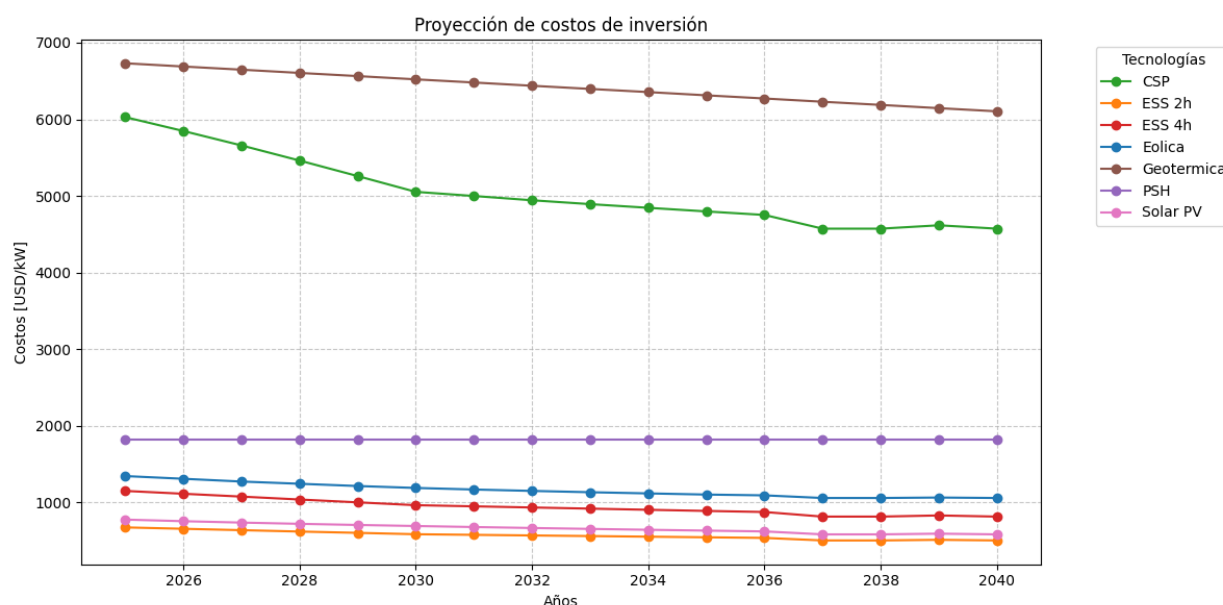


Figura 6. Costos de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento.

Costo unitario de emisiones

Uno de los elementos clave que componen los costos de operación del modelo corresponden al costo asociado al impuesto a las emisiones de CO₂. Para este estudio, se utiliza la trayectoria de la PELP 2023-2027, la cual se presenta en la **Figura 7**. Se aprecia un aumento del impuesto a las emisiones de CO₂ a través del tiempo, el cual se mantiene constante en 35 [USD/tonCO₂] para todo el periodo de estudio, es decir, 2030-2040. Este impuesto verde es el que se reconoce en los cálculos como el costo unitario de las emisiones.

Es importante reconocer que este estudio busca determinar una expansión factible desde el punto de vista de mercado, por lo que se utiliza el impuesto verde como el costo de emitir CO₂. Si el estudio estuviese orientado a determinar las inversiones socialmente óptimas desde el punto de vista de un planificador social benevolente, se debiera utilizar el costo social de las emisiones de CO₂, actualmente en 63 USD/ton, y su proyección a futuro.

⁶ Ministerio de Energía de Chile, *Plan de Expansión de la Licitación Pública 2023-2027 - Informe Final*. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_final.pdf.

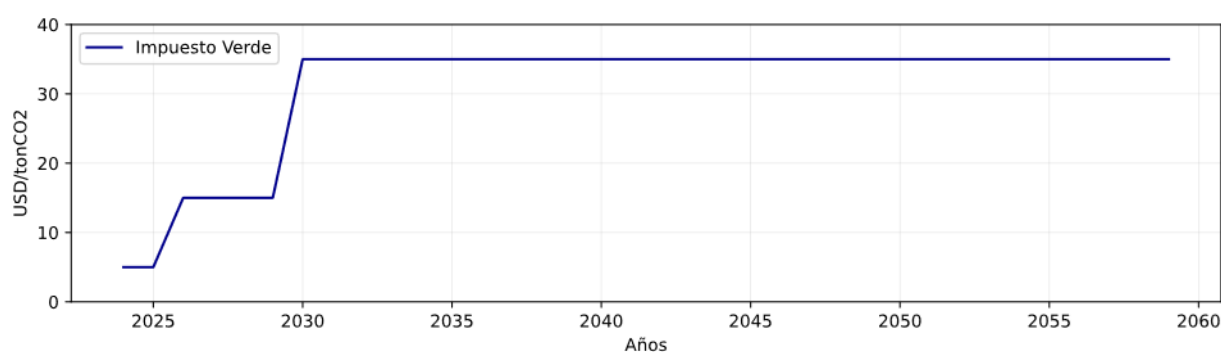


Figura 7. Proyección del impuesto a las emisiones de CO2⁷.

Capacidad instalada generación

Para caracterizar la matriz energética del SEN, se extrae la información disponible de la programación de la operación del CEN (de enero 2025)⁷, junto al reporte de capacidad instalada 2024 de la CNE⁸, y los proyectos comprometidos por licitaciones de suministro, y ajustados con el proceso PELP 2023-2027. En cuanto a la capacidad instalada de los sistemas de almacenamiento, se usa el reporte de Estadísticas – Sector de generación de energía eléctrica renovable de ACERA⁹, en conjunto con los proyectos comprometidos en licitaciones obtenidos del plan de licitaciones de Bienes Nacionales (BBNN)¹⁰. Las capacidades instaladas por tecnología se presentan en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Capacidad instalada por tecnología junto a los planes de obras. Considera la capacidad en construcción y que entrará en operación hacia el año 2030.

Tecnología	Capacidad Instalada al 2025 [MW]	Capacidad Proyectada al 2029 [MW]
Gas	4.900	5.650
Diésel	3.600	3.600
Carbón	3.750	1.500
Eólica Terrestre	6.900	7.600
Geotérmica	100	100
Hidráulica de Embalse	3.670	3.670
Hidráulica de Pasada	4.000	4.200
Solar FV	13.000	14.600
Solar CSP	100	1.080
Almacenamiento	3.050	3.050
Total	43.070	44.070

⁷Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, “Programación de la Operación del 27 de enero del 2025,” [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2025/>.

⁸Comisión Nacional de Energía - CNE, Reporte de Capacidad Instalada de Generación, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.

⁹Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento AG. - ACERA, Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://acera.nyc3.digitaloceanspaces.com/wp-content/uploads/2024/05/2024-04-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>.

¹⁰Ministerio de Bienes Nacionales de Chile, Resolución Exenta 1096 - Aprueba Plan Nacional Para Impulsar Proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Terreno Fiscal., 2023.

Capacidad instalada de transmisión

A continuación, la **Tabla 3** muestra el detalle de los corredores utilizados en el estudio, su capacidad instalada en el año 2030 y el costo anual unitario de inversión de ampliar dicho corredor (en USD/MW). Es importante destacar que se considera que el corredor Kimal-Alto Jahuel posee una capacidad de 0 MW al 2030 debido a que, en nuestros supuestos, su entrada en operación está definida para el año 2032.

Los proyectos considerados en construcción fueron obtenidos de los planes de expansión de la autoridad. El modelo también incorpora proyectos que se encuentran en construcción y licitados, según PELP 2023-2027.

Tabla 3. Corredores de transmisión utilizados al 2030¹¹.

Corredor	Zona inicial	Zona final	Desde (zona)	Hasta (zona)	Capacidad instalada al 2025 [MW]	Capacidad instalada al 2026 [MW]	Capacidad instalada al 2032 [MW]	Capacidad instalada al 2034 [MW]	Costo Anual Unitario [USD/MW]
1	Parinacota	Kimal	1	2	789	2.289	2.289	2.289	28.015
2	Kimal	Nueva Cardones	2	3	2.250	2.250	2.250	2.250	38.025
3	Kimal	Alto Jahuel	2	4	0	0	3.000	3.000	40.000
4	Nueva Cardones	Polpaico	3	4	2.280	2.280	2.280	2.280	40.950
5	Polpaico	Quillota	4	5	2.922	2.922	2.922	2.922	2.925
6	Polpaico	Ancoa	4	6	3.677	3.677	3.677	3.677	18.135
7	Ancoa	Nueva Charrúa	6	7	3.000	3.000	3.000	3.000	11.505
8	Nueva Charrúa	Río Malleco	7	8	1.540	1.540	3.040	3.040	6.825
9	Río Malleco	Ciruelo	8	9	160	160	400	1.660	28.925

Escenarios hidrológicos

Para modelar la generación hidroeléctrica, se seleccionaron 3 hidrologías: 2021, 2012, y 2009, representando un año seco, medio, y húmedo, respectivamente, dentro de la última década. Estas hidrologías tienen una granularidad horaria, y son elaboradas para cada una de las zonas representativas del SEN, según la **Figura 3**. Los datos para construir los perfiles de hidráulicas de pasada y de embalse se encuentran en la base de datos (BBDD) del CEN, sección “Operación-Generación Real”¹¹ y “Operación-Cotas y Niveles de Embalses Reales”¹². La modelación hidrológica busca representar la operación del sistema en los últimos 10 años de la forma más fehacientemente posible. En la **Tabla 4** se muestran los factores de disponibilidad promedio tanto para las hidráulicas de pasada como para las hidráulicas de embalse, en cada una de las hidrologías seleccionadas.

¹¹Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, “Generación Real Horaria por Central,” [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>.

¹²Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, «Cotas y Niveles de Embalses Reales,» [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/cotas-y-niveles-de-embalses-reales/>.

Tabla 4. Factores de disponibilidad promedios y generación histórica para las centrales hidráulicas, según año calendario.

Año	2021	2012	2009
Hidrología	Seca	Media	Húmeda
Hidráulicas de pasada	26,25%	38,21%	50,95%
Hidráulicas de embalse	27,27%	39,36%	54,59%
Generación total [TWh]	16,02	20,12	24,56

Perfiles y potencial de tecnologías

Para efectos de la expansión de la generación, se considera un potencial de ampliación de la capacidad para tecnologías renovables según la información del proceso PELP 2023-2027. Es importante destacar que la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas (embalse y pasada), así como de centrales a carbón, no puede incrementarse, impidiendo la construcción de nuevas centrales de esta naturaleza. Pese a ello, si es posible reconvertir centrales térmicas a gas natural, lo que se explica en la siguiente subsección. Finalmente, el potencial de los sistemas de almacenamiento es ilimitado, es decir, el modelo puede invertir libremente. El potencial de expansión (límite superior) de cada tecnología se presenta en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Potencial total para efectos de la planificación energética. El potencial de expansión de hidroelectricidad se presenta solamente por completitud; este estudio no considera la ampliación de capacidad de esta tecnología.

Tecnología	Potencial modelado [GW]	Potencial total [GW]
Solar FV	1.207	2.086
Eólica Terrestre	42	81
Solar CSP	0,1	152
Geotermia	0,1	4
Hidroeléctrica	7,7	10
Hidráulicas de Bombeo	0	42
Total	1.256,9	2.375

Respecto a los perfiles eólicos y solares, estos tienen una granularidad horaria, y son construidos para cada una de las zonas representativas del SEN representadas en la **Figura 3**. Para ello, se utiliza la información de la generación real de las centrales solares y eólicas para el año 2030, obtenida a través de la BBDD del CEN, incorporando la información de potencia inyectada y vertimientos de cada central^{13 14}.

¹³Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, «Generación Real Horaria por Central,» [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

¹⁴Coordinador Eléctrico Nacional de Chile - CEN, «Reducciones ERV 2030,» [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/2023-resumen-de-reduccion-de-energia-eolica-y-solar-durante-la-operacion-en-tiempo-real/>.

Reconversión y overhaul de centrales a gas

Como medida para optimizar el parque de generación actual y así utilizar la infraestructura existente de forma económica, este estudio considera dos opciones novedosas. La primera es la reconversión de centrales térmicas, que implica el reemplazo del sistema de combustión junto a otros ajustes, permitiendo que unidades a carbón utilicen gas natural como fuente de energía. Para este estudio, se considera un costo de reconversión equivalente a dos tercios del costo de inversión de una central a gas de ciclo combinado, considerando los proyectos de conversión de plantas térmicas¹⁵.

La segunda opción es el *overhaul*, que consiste en la revisión, reparación y renovación de los componentes desgastados de las máquinas a gas, con el fin de prolongar su vida útil. Cuando el modelo decide acerca de la realización de un *overhaul*, se considera un costo equivalente a un tercio de la inversión inicial de la máquina. Este costo corresponde a una estimación estandarizada que permite extender la vida útil de la central entre 20 y 30 años, según la información de¹⁶. Si el modelo decide no realizar *overhaul* de la capacidad a gas, entonces se considera que dicha capacidad es desconectada del sistema.

Los valores utilizados para este análisis provienen de la información operativa del CEN y de capacidad instalada de la CNE al 2024, cuyos detalles se presentan en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Potencial disponible de reconversión y overhaul para el periodo de estudio.

Año	Capacidad [MW]	Decisión
2026	668	Reconversión Carbón - Gas
2030	3.093	<i>Overhaul</i>
2032	3.473	<i>Overhaul</i>
2034	3.479	<i>Overhaul</i>
2040	3.533	<i>Overhaul</i>

Escenarios de desarrollo de OSW

Los escenarios de desarrollo de la tecnología Offshore Wind (OSW) en Chile se basan en la Hoja de Ruta elaborada por el Ministerio de Energía en colaboración con Carbon Trust. Este documento define tres trayectorias de despliegue: Bajo, Medio y Alto, que representan distintos ritmos de incorporación de capacidad instalada de generación eólica marina en el Sistema Eléctrico Nacional.

Estos escenarios reflejan diferentes supuestos respecto al marco regulatorio, condiciones habilitantes, madurez tecnológica y dinamismo del mercado, traduciéndose en niveles crecientes de capacidad acumulada hacia el horizonte de análisis. Los valores considerados en este estudio se presentan en la **Tabla 7**, mientras que la **Figura 8** ilustra gráficamente la evolución temporal de la capacidad instalada bajo cada una de las trayectorias de desarrollo.

¹⁵Global Energy Monitor, "Coal Plant Conversion Projects," n.d.. [En línea]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Coal_plant_conversion_projects.

¹⁶ABB, "Retrofit packages for 200-MW turbogenerators," IEEE PES switchgear committee report on MCCs and industrial control assemblies, 1997.

Tabla 7. Proyección de capacidad instalada de Offshore Wind (OSW) en Chile bajo escenarios Bajo, Medio y Alto (2035–2050).

	Año	Escenarios de instalación OSW		
		Bajo	Medio	Alto
Capacidad instalada OSW [GW]	2035	0,5	1	3
	2040	1,5	5	8,5
	2045	2	11,5	18
	2050	3	21	30

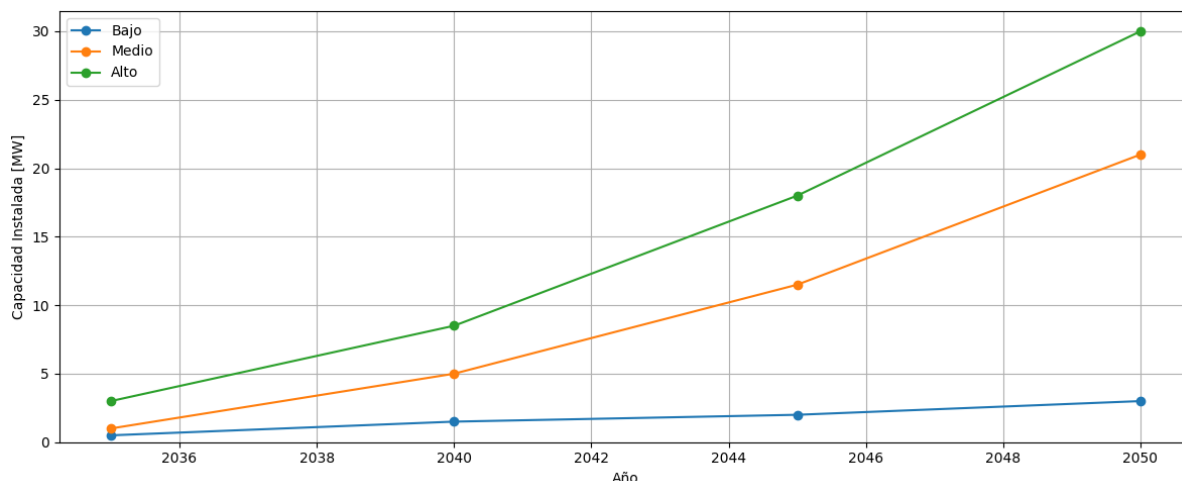


Figura 8. Capacidad instalada proyectada de OSW por escenario de desarrollo.

Factor de capacidad y potencial OSW

Para la caracterización del recurso eólico marino en el modelo, se consideraron tanto los factores de capacidad como el potencial técnico estimado por zona eléctrica, según la topología mostrada en la **Figura 3**. El factor de capacidad fue obtenido a partir de datos del Copernicus Climate Change Service, utilizando series de viento representativas para cada zona del sistema.

Por su parte, el potencial de desarrollo de Offshore Wind se desagregó según tecnología *fixed* (fundaciones fijas) y *floating* (plataformas flotantes), en base a las estimaciones preliminares elaboradas por la División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía (2023). La **Tabla 8** presenta el detalle de factores de capacidad y potencial máximo instalable por zona eléctrica del modelo.

Tabla 8. Factor de capacidad y potencial de tecnología Offshore Wind según la zona.

Año	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9
Factor de capacidad	8,5%	24,2%	42,8%	45,4%	48,4%	46,3%	59,5%	48,7%	50,4%
Potencial OSW Fixed [GW]	0	0	0	0	0	0	0,9	0	0
Potencial OSW Floating [GW]	0	0,1	12,9	2,4	5,2	5,1	16,9	2,8	55,5

3.2. Casos de estudio

Dentro del alcance del proyecto se definieron seis escenarios de análisis, orientados a evaluar distintas condiciones de operación e inversión proyectadas al año 2050. En todos los casos se consideran los planes que ya están comprometidos de generación, transmisión y almacenamiento hasta dicho horizonte, permitiendo adicionalmente inversiones endógenas en generación fotovoltaica, eólica terrestre, sistemas de almacenamiento y expansión de transmisión, según lo determine el modelo de optimización.

El enfoque metodológico consiste en fijar exógenamente la capacidad de Offshore Wind (OSW) de acuerdo con los escenarios de desarrollo definidos en la Hoja de Ruta del Ministerio de Energía en colaboración con Carbon Trust, y permitir que el modelo determine las decisiones óptimas de inversión y operación del resto del sistema eléctrico.

Los escenarios se construyen combinando trayectorias de demanda con niveles de desarrollo de OSW. Adicionalmente, para efectos comparativos, se simulan los tres escenarios de demanda sin incorporación de OSW, con el objetivo de cuantificar el impacto sistémico de esta tecnología en términos de expansión, operación y costos del sistema eléctrico al 2050.

En la **Tabla 9** se presenta una comparación detallada de todos los escenarios considerados.

Tabla 9. Casos de Estudio.

Escenario	Escenario de demanda	Desarrollo de OSW
S1	Demanda base 2%	Sin OSW
S2	Demanda base 2%	Bajo
S3	Carbono neutralidad	Sin OSW
S4	Carbono neutralidad	Medio
S5	Transición acelerada	Sin OSW
S6	Transición acelerada	Alto

4. Proyecciones de la matriz eléctrica chilena al 2050

En la presente sección, se presentan los resultados de simulación obtenidos para los escenarios descritos previamente, junto a sus respectivos análisis.

4.1. Capacidad instalada de generación

La **Figura 9** presenta la evolución de la capacidad instalada por tecnología bajo los distintos escenarios analizados. En todos los casos, la expansión del sistema posterior a 2035 se evalúa en un marco regulatorio y de política consistente con la descarbonización, de forma en que la generación a carbón se retira de manera exógena en línea con los compromisos nacionales, y adicionalmente se restringe la incorporación de nueva capacidad a gas y diésel, manteniéndose únicamente la potencia térmica previamente comprometida.

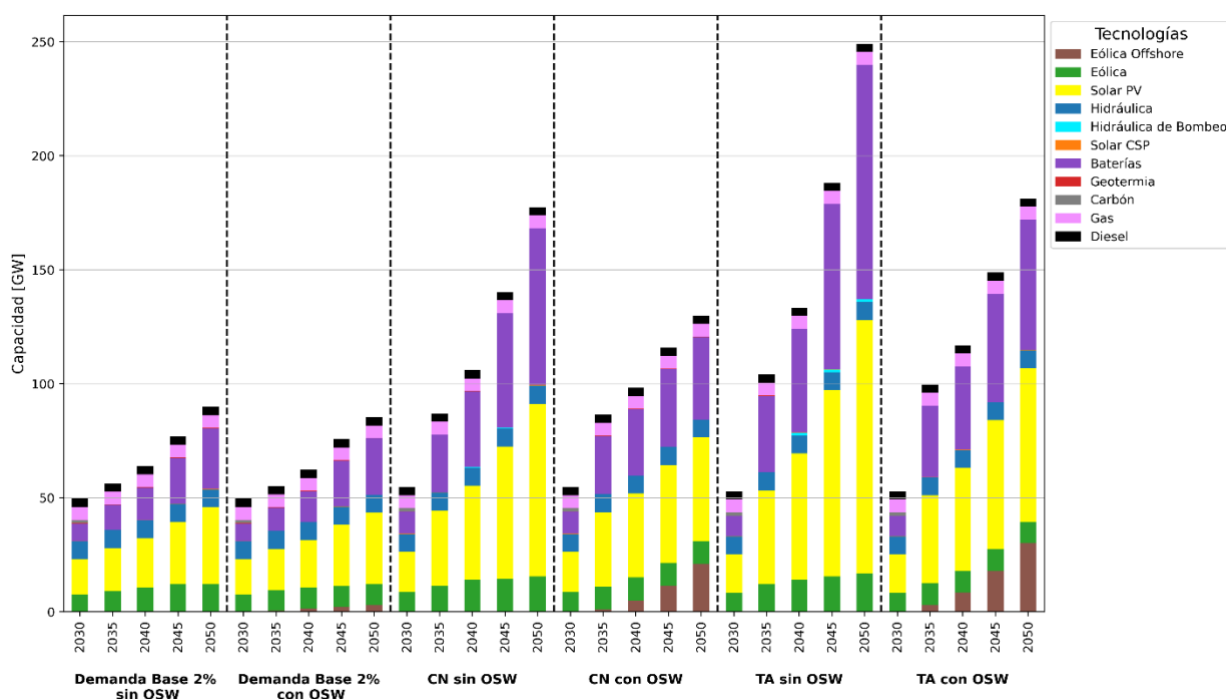


Figura 9. Capacidad de generación instalada por tecnología según año y escenario.

Bajo estas condiciones, la incorporación de OSW genera un cambio estructural en la composición del portafolio óptimo de expansión. En comparación con los escenarios sin OSW, se observa una sustitución preferente de capacidad solar fotovoltaica acoplada con sistemas de almacenamiento en baterías. Este resultado es coherente con los atributos técnicos de OSW, ya que un mayor factor de capacidad y un perfil de generación menos concentrado en horas diurnas reduce la necesidad de sobredimensionar PV y desplegar almacenamiento para desplazar energía hacia horas de mayor demanda.

Desde una perspectiva sistémica, los resultados sugieren que la eólica marina actúa como un sustituto de la combinación de renovables variables terrestres que domina en los escenarios sin OSW. En términos de capacidad instalada, aproximadamente 1 MW de generación eólica marina puede reemplazar del orden de 1,5 MW de solar fotovoltaica, 1,5 MW de almacenamiento en baterías y cerca de 0,3 MW de eólica

terrestre, lo que equivale a aproximadamente 3,3 MW de capacidad renovable alternativa. Esta relación refleja principalmente los mayores factores de planta de la generación offshore y una mayor estabilidad temporal de su producción, lo que permite cubrir una fracción más significativa de la demanda anual con menores requerimientos de capacidad instalada total.

El efecto sistémico de esta sustitución tecnológica se intensifica al aumentar la electrificación y, por tanto, la demanda eléctrica (escenario de transición acelerada (TA) con OSW). Hacia 2050, los escenarios sin OSW presentan una expansión significativa de capacidad solar y almacenamiento, alcanzando niveles que reflejan una estrategia basada en grandes volúmenes de PV acompañados de infraestructura de flexibilidad para gestionar su variabilidad. En contraste, los escenarios con integración de eólica marina exhiben reducciones sustantivas en la capacidad total instalada del sistema. En términos agregados, los resultados muestran que la presencia de OSW permite satisfacer niveles comparables de demanda con aproximadamente un 25% menos de capacidad instalada total hacia el final del horizonte de análisis.

4.2. Localización de la generación OSW dentro del sistema eléctrico

Las Figuras **Figura 10**, **Figura 11** y **Figura 12** presentan la distribución espacial de la capacidad instalada de generación por zona del sistema eléctrico chileno para los distintos escenarios de demanda analizados, tanto en presencia como en ausencia de generación eólica marina. Estas figuras permiten analizar cómo la incorporación de esta tecnología no solo modifica la composición tecnológica del portafolio de generación, sino también la geografía de la expansión del sistema eléctrico a lo largo del territorio.

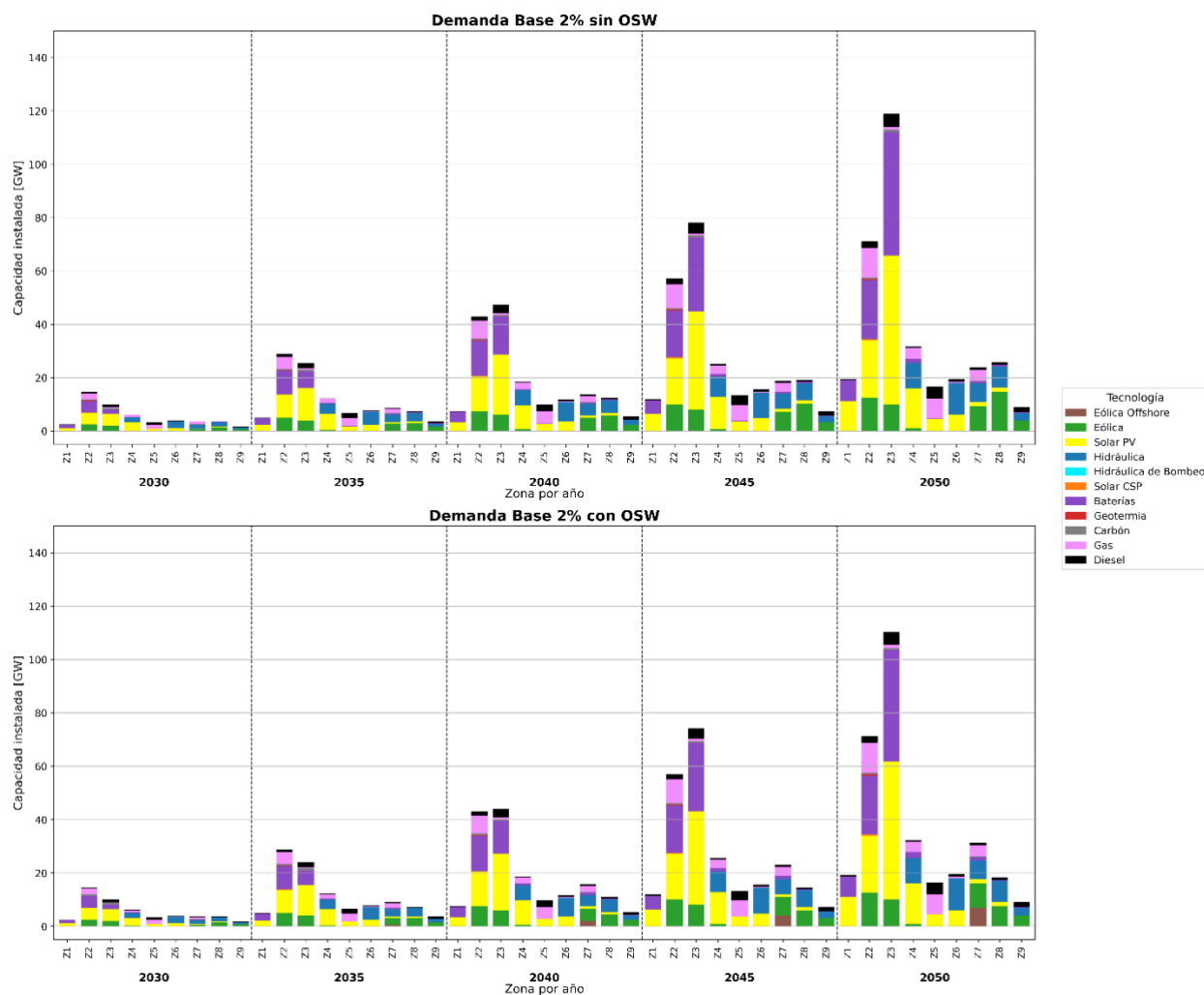


Figura 10. Capacidad instalada por zona para el escenario de Demanda Base 2%.

En los escenarios que consideran el desarrollo de OSW, los resultados muestran que la expansión inicial de esta tecnología se concentra principalmente en las zonas costeras asociadas a la Zona 7, correspondiente a la Región del Biobío (VIII Región). Esta localización emerge de forma consistente en los distintos escenarios analizados y puede interpretarse como un primer polo de desarrollo de la eólica marina en el país. La zona presenta condiciones favorables tanto en términos de recurso eólico como de su ubicación dentro del sistema eléctrico, lo que facilita la evacuación de la energía hacia las zonas de consumo del centro del país a través de la red troncal existente.

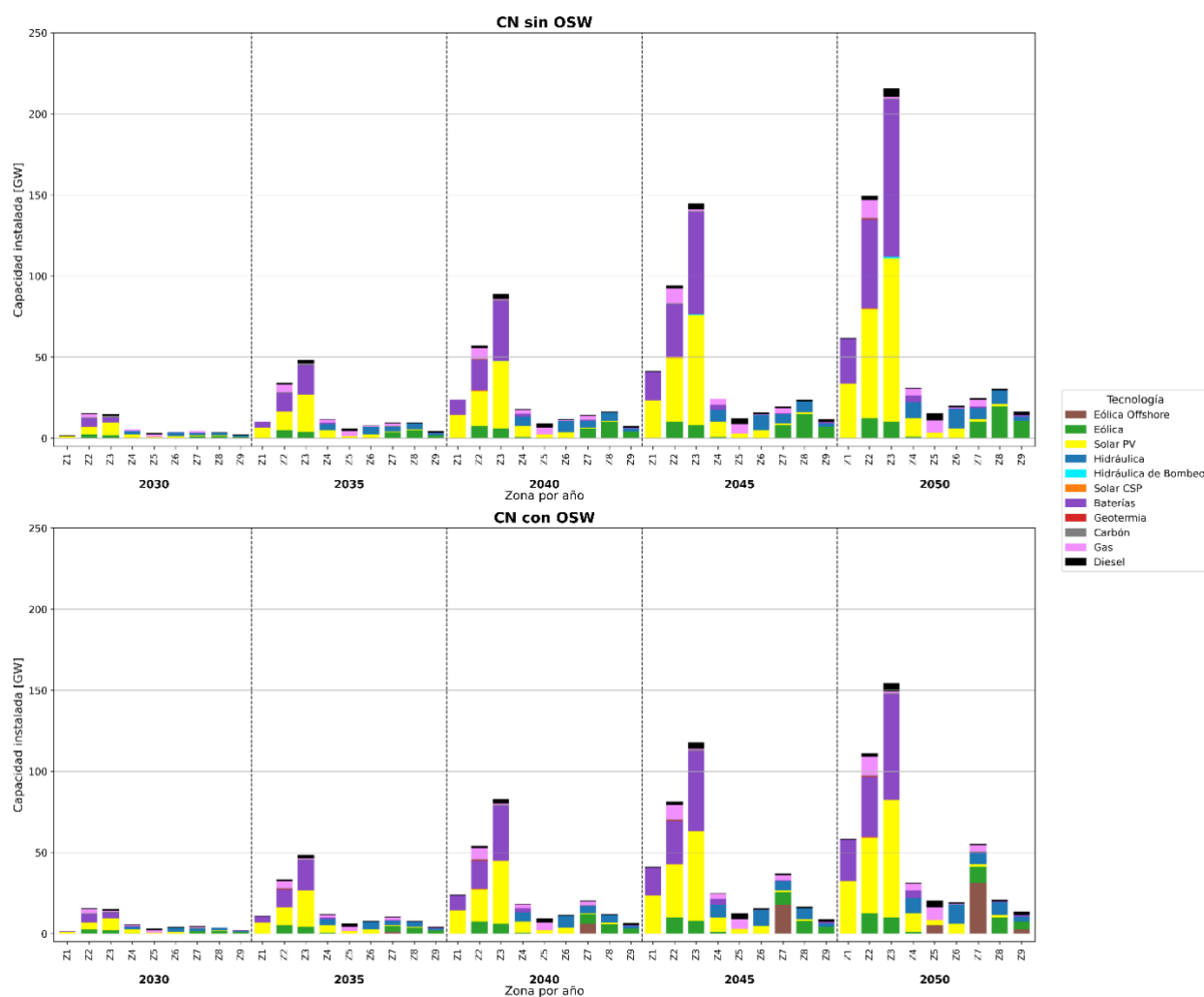


Figura 11. Capacidad instalada por zona para el escenario de Carbono Neutralidad.

A medida que aumenta la demanda eléctrica en los escenarios de mayor electrificación, la expansión de la capacidad offshore se diversifica hacia otras zonas costeras del sistema. En particular, los resultados indican que el crecimiento adicional de OSW podría extenderse hacia las costas de Valparaíso (Zona 5) y Puerto Montt (Zona 9). En el caso de Puerto Montt, el atractivo de esta zona se asocia principalmente a factores de planta estimados más elevados, lo que permite obtener mayores niveles de generación anual por unidad de capacidad instalada. Por su parte, el desarrollo de proyectos offshore en Valparaíso responde a su proximidad al principal centro de consumo del sistema eléctrico, ubicado en la Región Metropolitana, lo que reduce las necesidades de transporte de energía a largas distancias y mejora la eficiencia sistémica de la expansión.

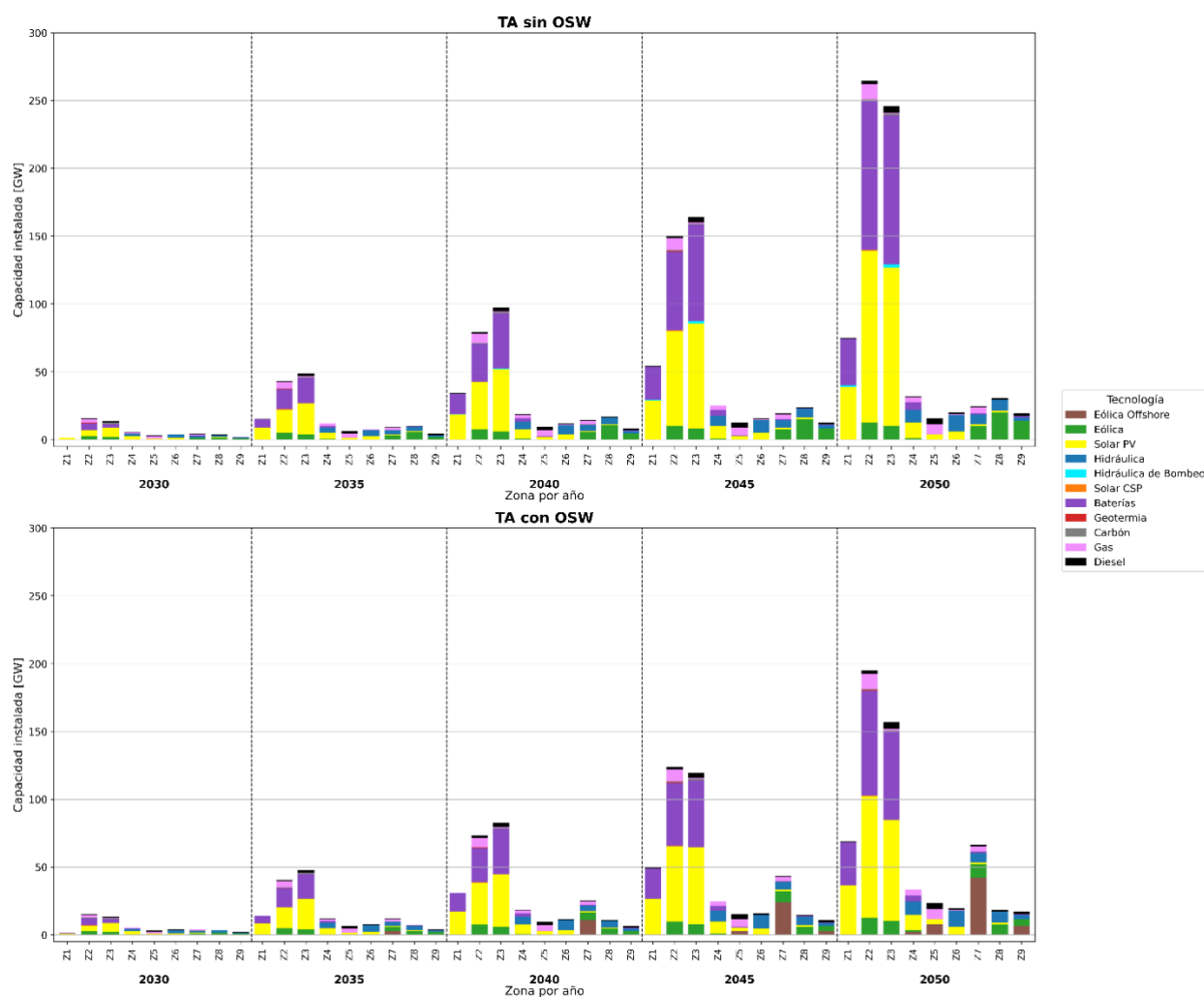


Figura 12. Capacidad instalada por zona para el escenario de Transición Acelerada.

En contraste, los escenarios sin OSW muestran una expansión más intensiva de generación solar fotovoltaica y almacenamiento en las zonas del norte del sistema (Zona 2 y Zona 3), donde el recurso solar es dominante. Por lo tanto, la incorporación de eólica marina introduce un cambio relevante en la geografía de la expansión energética, trasladando parte del crecimiento de capacidad desde el norte solar hacia las zonas costeras del centro-sur del país.

4.3. Capacidad instalada de transmisión

La **Figura 13** presenta la evolución de la capacidad instalada de transmisión por año y escenario, permitiendo analizar cómo la expansión de la red responde a los distintos patrones de inversión en generación observados en los escenarios con y sin integración de eólica marina. Es importante señalar que la ausencia de diferencias significativas entre escenarios en 2030 y 2035 responde a una condición exógena del modelamiento debido a que durante esos años se restringe la inversión en nuevas líneas, permitiendo únicamente la materialización del plan de obras previamente comprometido. La divergencia entre escenarios se manifiesta a partir de 2040, cuando se habilita nuevamente la inversión endógena y el modelo puede ajustar la red de acuerdo con los requerimientos de generación y demanda proyectados.

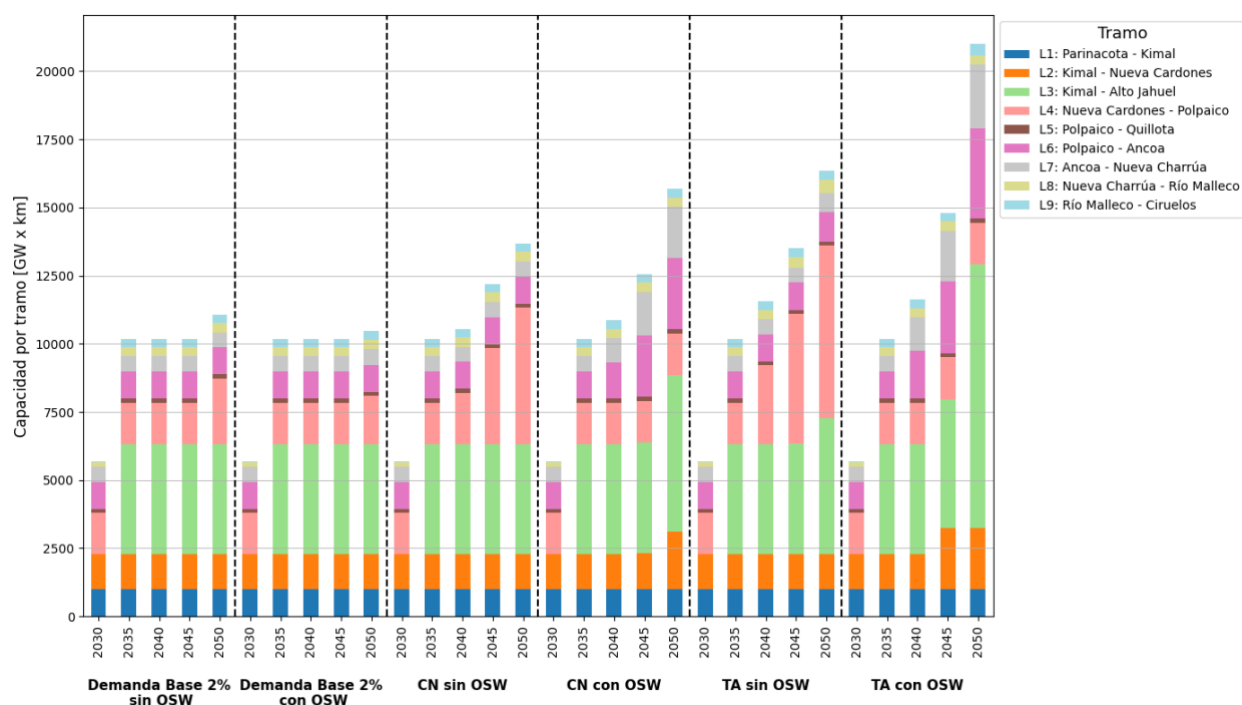


Figura 13. Capacidad de transmisión instalada por tramo según año y escenario.

Los resultados muestran que la incorporación de OSW tiene efectos diferenciados sobre la expansión de la red de transmisión. Esto se debe principalmente a la dispersión geográfica de los recursos renovables que compiten en el portafolio de expansión. En los escenarios sin OSW, la expansión del sistema se concentra principalmente en generación solar fotovoltaica ubicada en el norte del país, lo que requiere importantes refuerzos en los corredores de transmisión que transportan energía desde las zonas del norte hacia el centro del sistema. En cambio, la integración de eólica marina introduce nuevos polos de generación en la zona centro-sur, modificando los flujos de energía y, por consiguiente, las necesidades de expansión de la red.

En términos agregados, el efecto de OSW sobre la transmisión depende del escenario de demanda considerado. En el escenario de demanda base (crecimiento de 2%), la integración de eólica marina puede generar ahorros netos en inversión en transmisión, debido a que parte de la generación que en ausencia de OSW se instalaría en el norte solar se desplaza hacia zonas más cercanas al centro del sistema. En contraste, en los escenarios de Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA), el mayor desarrollo de la tecnología eólica offshore requiere incorporar mayores requerimientos de expansión de transmisión con el fin de evacuar la energía generada en los polos de offshore ubicados en las zonas centro-sur.

A nivel de corredores específicos, los resultados indican que la integración de OSW en las costas de la Región del Biobío incrementa la necesidad de capacidad de transmisión en el corredor Nueva Charrúa – Polpaico, el cual cumple un rol estructural al transportar la energía generada en la zona centro-sur hacia los principales centros de consumo del país. Este corredor se transforma así en una infraestructura clave para la evacuación de la energía offshore hacia la zona central.

Por otro lado, se observa que el tramo Nueva Cardones – Polpaico presenta menores necesidades de expansión en los escenarios con OSW. Esto se explica por la reducción relativa en la instalación de generación solar fotovoltaica en las zonas del norte del sistema, ya que parte de la expansión renovable es sustituida por generación eólica marina localizada más cerca de los centros de consumo.

4.4. Emisiones de CO₂

La **Figura 14** presenta la evolución de las emisiones anuales de CO₂ por tecnología bajo los distintos escenarios analizados a lo largo del período de estudio. Esta figura permite observar cómo la transición del sistema eléctrico hacia una matriz basada predominantemente en energías renovables se refleja en una reducción progresiva de las emisiones, así como evaluar el efecto adicional asociado a la incorporación de generación eólica marina.

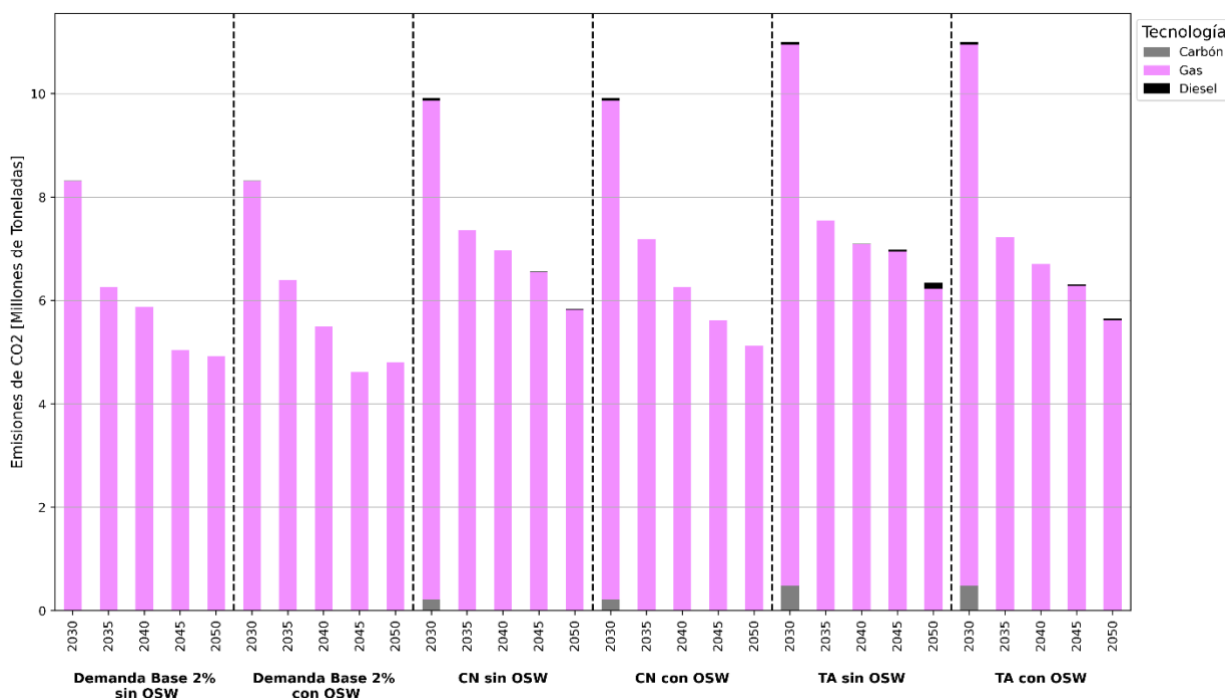


Figura 14. Emisiones de CO₂ según su fuente.

Al comparar los escenarios con y sin OSW, los resultados muestran que la integración de esta tecnología genera una reducción adicional de emisiones del orden de un 15%. Sin embargo, el impacto en términos de emisiones es relativamente limitado en comparación con otros efectos observados en el sistema, como los cambios en la composición del portafolio de generación o en la capacidad instalada. Esto se debe a que las variaciones introducidas por la eólica marina ocurre principalmente entre distintas tecnologías renovables, particularmente con la generación solar fotovoltaica y su infraestructura asociada de almacenamiento, más que con tecnologías térmicas emisoras. En este sentido, la incorporación de OSW desplaza principalmente capacidad y generación provenientes de otras fuentes limpias, en lugar de sustituir directamente generación térmica.

5. Rol del corredor Polpaico – Nueva Charrúa en el desarrollo de OSW en Chile

Como resultado del ejercicio de planificación del sistema eléctrico bajo distintos escenarios de penetración de energía eólica marina y crecimiento de la demanda, desarrollado en el Capítulo 4. Proyecciones de la matriz eléctrica chilena al 2050, se identificó que la integración de los polos de generación de Offshore Wind en la zona centro-sur del sistema requiere el desarrollo oportuno de infraestructura de transmisión que permita evacuar dicha energía hacia los principales centros de consumo. En particular, el corredor de transmisión entre Polpaico y Nueva Charrúa (L6 y L7) adquiere un rol estratégico dentro de la red, ya que actúa como uno de los principales ejes de transporte de energía desde las zonas de generación hacia el sistema central.

Sin embargo, en la práctica, el desarrollo de proyectos de transmisión puede enfrentar retrasos asociados a procesos de permisos, tramitación ambiental o construcción de infraestructura, que se puede resumir en problemas de coordinación interinstitucional. En este contexto, resulta relevante analizar las consecuencias que un potencial atraso en la entrada en operación de estas líneas podría generar sobre el funcionamiento del sistema eléctrico. En particular, los retrasos temporales de esta infraestructura podría provocar congestiones en la red y limitar la evacuación eficiente de la generación renovable, lo que se traduciría en mayores costos de operación del sistema.

En este contexto, este capítulo cuantifica el impacto económico asociado al retraso en la puesta en operación de las líneas de transmisión planificadas entre Polpaico y Nueva Charrúa, corredores encargados de evacuar la energía proveniente de los polos de generación de OSW hacia los principales centros de consumo. De esta forma, hacia el final del capítulo, se discute como estos costos adicionales pueden motivar el desarrollo de transmisión offshore, la cual se podría materializar sin los retrasos debido a los menores esfuerzos de coordinación entre las distintas instituciones.

5.1. Descripción metodológica

En primer lugar, se define un caso base correspondiente al plan de expansión óptimo previamente obtenido en el Capítulo 4. Proyecciones de la matriz eléctrica chilena al 2050 mediante simulaciones de planificación de largo plazo. Este plan determina endógenamente las capacidades instaladas de generación (Gx), almacenamiento (Ax) y transmisión (Tx). A partir de estas capacidades, se simula la operación del sistema bajo condiciones normales, es decir, considerando que todas las infraestructuras de transmisión entran en servicio conforme al cronograma original. Este escenario constituye la referencia para el análisis.

Con el fin de analizar el impacto de posibles retrasos en la infraestructura de transmisión, se construyó un segundo conjunto de simulaciones operacionales en el cual se mantiene exactamente el mismo plan de expansión obtenido en el escenario base. Es decir, las capacidades instaladas de generación, almacenamiento y transmisión permanecen sin cambios. La única modificación introducida corresponde a la disponibilidad temporal de las líneas de transmisión que conforman el corredor entre Polpaico y Nueva Charrúa. En este escenario alternativo, se impone un retraso exógeno de hasta cinco años,

equivalente a un período de simulación, en la puesta en servicio de dichas infraestructuras, según se muestra en la **Figura 15**. El resto de la red de transmisión y de las inversiones del sistema entra en operación según lo establecido en el plan de expansión original. De esta manera, no se permite re optimizar las decisiones de inversión, lo que permite aislar exclusivamente el efecto operacional que genera la indisponibilidad temporal de este corredor de transmisión.

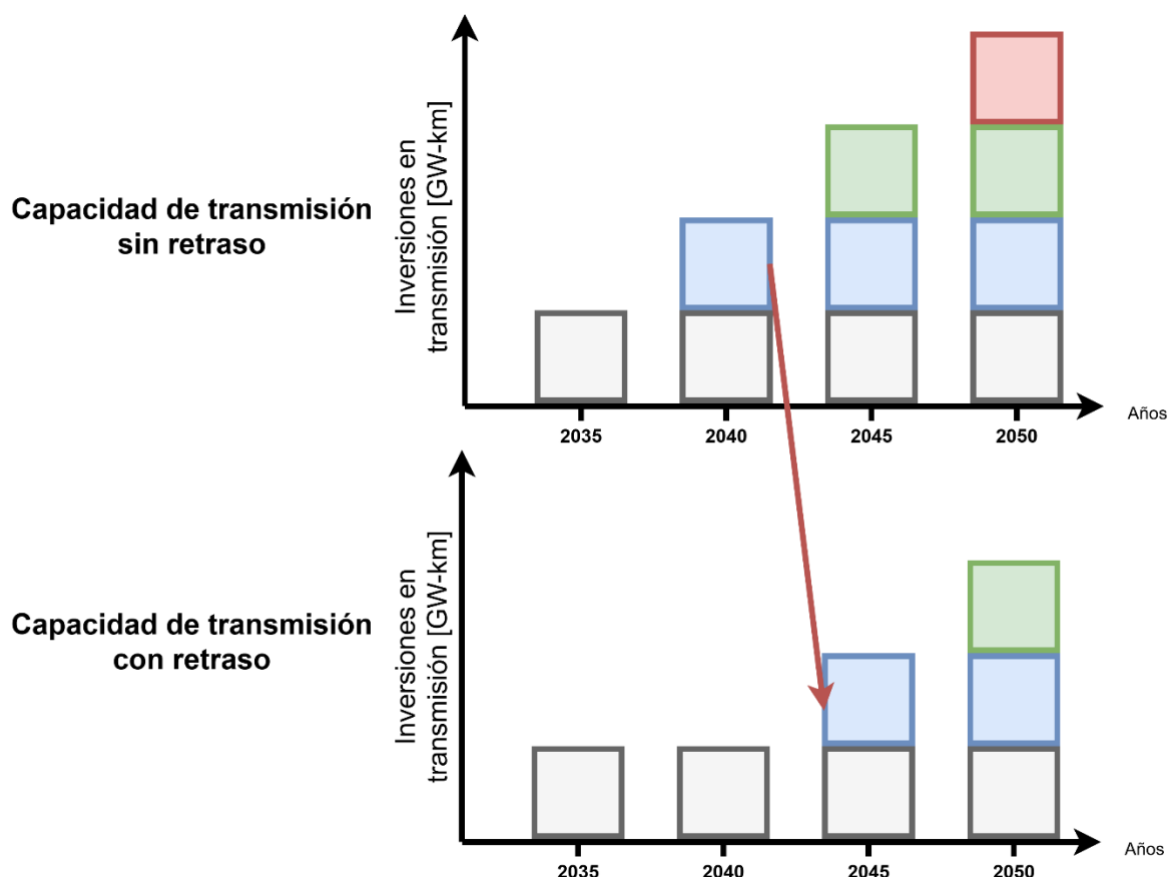


Figura 15. Representación del retraso en la puesta en servicio del corredor de transmisión. Los bloques representan las distintas obras en un corredor. En el esquema superior se muestra el plan eficiente original, mientras que el esquema de abajo muestra como los bloques experimentan retrasos en su puesta en marcha.

A partir de ambos escenarios se calcula el costo anual de operación del sistema eléctrico, el cual refleja el costo mínimo necesario para satisfacer la demanda considerando las restricciones operacionales del sistema, tales como disponibilidad de generación, límites de transmisión y condiciones de operación de los recursos de almacenamiento. Los sobrecostos asociados al retraso en la transmisión se obtienen como la diferencia entre el costo operacional anual del sistema bajo el escenario con retraso y el costo correspondiente al escenario base. Formalmente, el sobrecosto en el período t se define como la diferencia entre el costo de operación del sistema bajo retraso y el costo de operación en el escenario de referencia.

$$\text{Sobrecosto}_t = C_{t,\text{retraso}}^{\text{Operación}} - C_{t,\text{base}}^{\text{Operación}}$$

Este procedimiento permite identificar el costo adicional que enfrenta el sistema debido al retraso del corredor Polpaico–Nueva Charrúa.

Finalmente, los flujos de sobrecostos obtenidos para los períodos afectados por el retraso se utilizan para calcular su Valor Actual Neto (VAN), con el objetivo de estimar el costo económico total asociado a la indisponibilidad temporal de esta infraestructura. Para ello, se define como año base del cálculo el primer período en que se materializa el retraso y se aplica una tasa de descuento del 7%, consistente con la tasa utilizada en los procesos de valorización de activos de transmisión. El valor presente de estos sobrecostos permite aproximar el costo económico que implica para el sistema no contar oportunamente con el corredor de transmisión entre Polpaico y Nueva Charrúa, lo que posteriormente se utiliza como referencia para evaluar el presupuesto máximo justificable para soluciones alternativas de transmisión que permitan asegurar la evacuación oportuna de la energía proveniente de los polos de generación offshore, de modo que estas obras alternativas signifiquen un beneficio económico neto.

5.2. Capacidad de transmisión atrasada

La **Tabla 10** presenta las capacidades promedio de transmisión asociadas a los tramos del corredor Polpaico – Nueva Charrúa, expresadas en términos de GW·km. Estas capacidades corresponden a aquellas definidas en el plan de expansión óptimo del sistema eléctrico, obtenido a partir del modelo de planificación de largo plazo utilizado en este estudio, las cuales son necesarias para asegurar una operación eficiente del sistema bajo condiciones normales de desarrollo de la infraestructura.

Tabla 10. Capacidad adicional promedio atrasada del corredor Polpaico – Nueva Charrúa, obtenida a partir del plan de expansión del modelo de planificación.

Escenario	Demanda base del 2% [GW·Km]	Carbono Neutralidad [GW·Km]	Transición Acelerada [GW·Km]
2040	-	752,5	1.612
2045	-	1.855,5	1.703,5
2050	40,75	1.703,5	1.241,5

En el escenario de retraso analizado en este capítulo, se asume que estas capacidades de transmisión no entran en operación en el año originalmente planificado, sino que su puesta en servicio dentro del horizonte de simulación. Este desplazamiento temporal refleja el efecto de un retraso exógeno en el desarrollo de la infraestructura, manteniendo constantes las decisiones de expansión originalmente obtenidas por el modelo. De esta manera, las capacidades de transmisión que deberían estar disponibles en un determinado período del plan de expansión pasan a estar disponible hasta 5 años después de lo previsto por el plan de expansión original.

5.3. Impacto del retraso en los costos operacionales del sistema

Las **Figura 16**, **Figura 17** y **Figura 18** presentan los costos operacionales anuales del sistema para cada escenario de demanda, comparando los resultados obtenidos con y sin retraso en la infraestructura de transmisión. En cada caso se observa que la indisponibilidad temporal del corredor Polpaico–Nueva

Charrúa genera un aumento en los costos de operación del sistema durante los años en que el retraso se encuentra vigente.

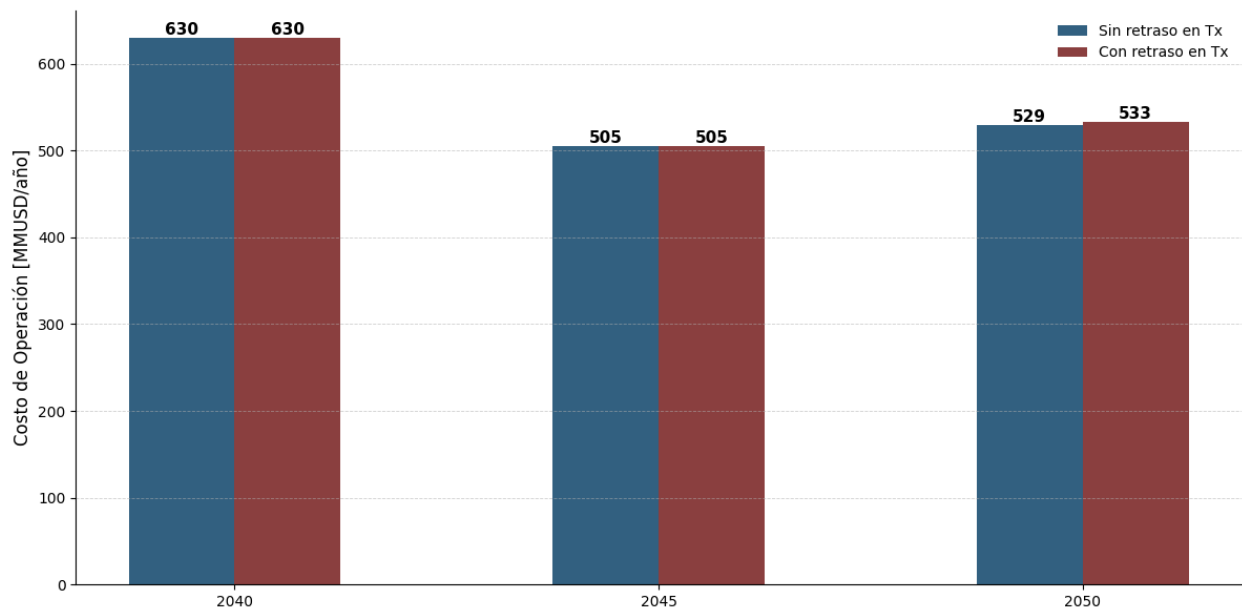


Figura 16. Costo de operación anual en escenario de demanda base con 2% de crecimiento.

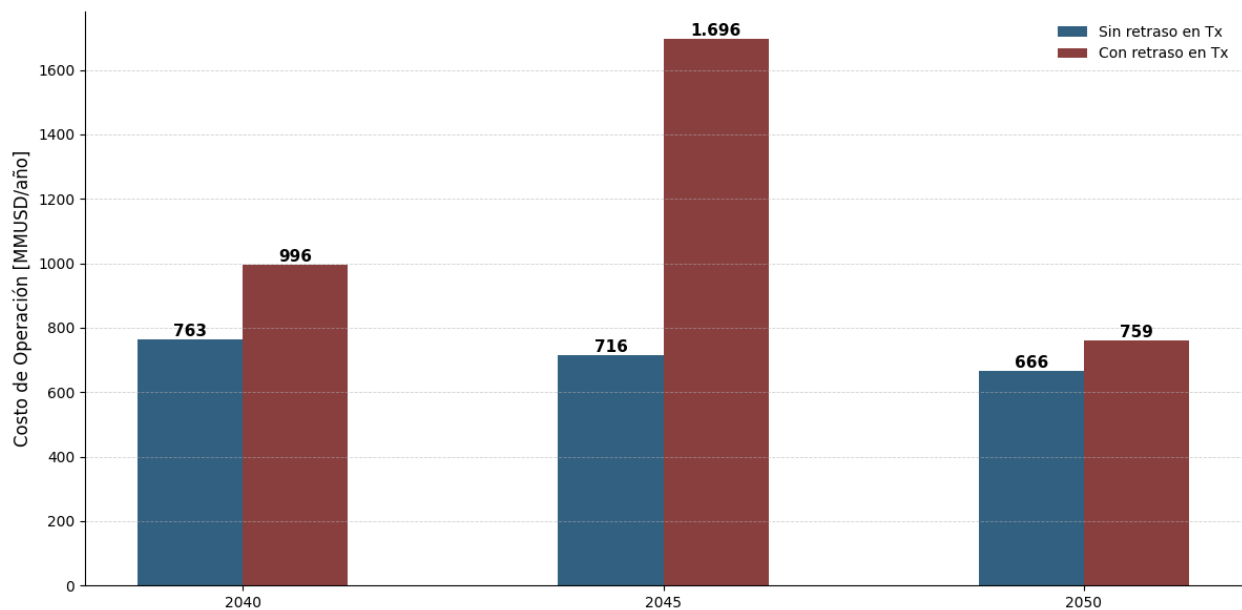


Figura 17. Costo de operación anual en escenario de Carbono Neutralidad.

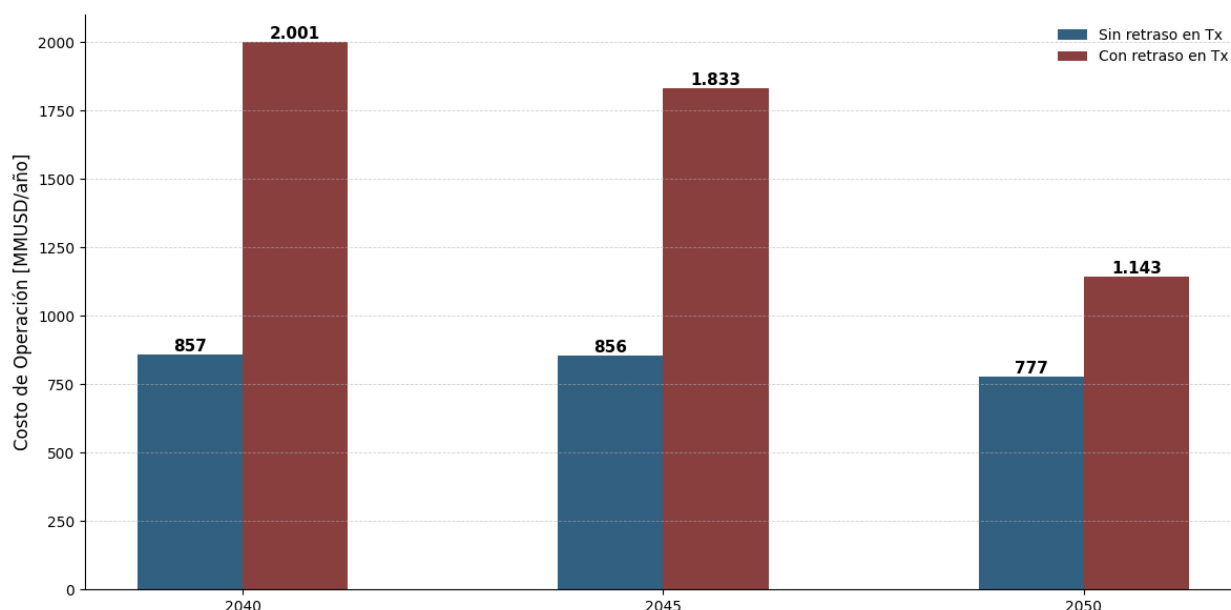


Figura 18. Costo de operación anual en escenario de Transición Acelerada.

Con el objetivo de cuantificar este impacto, la **Tabla 11** presenta los sobrecostos operacionales anuales asociados al retraso en la transmisión, calculados como la diferencia entre los costos de operación del sistema en el escenario con retraso y aquellos observados en el escenario base. Estos valores representan el costo adicional que enfrenta el sistema eléctrico debido a la indisponibilidad temporal del corredor de transmisión.

Tabla 11. Diferencia anual del costo operativo entre escenarios con y sin retraso en la transmisión.

Escenario	Demanda base del 2% [MMUSD/año]	Carbono Neutralidad [MMUSD/año]	Transición Acelerada [MMUSD/año]
Retraso en el COD del plan del 2040	-	233,25	1.143,91
Retraso en el COD del plan del 2045	-	980,22	977,19
Retraso en el COD del plan del 2050	3,44	92,54	365,29

La principal explicación de estos sobrecostos radica en la necesidad de recurrir a generación térmica adicional para satisfacer la demanda en los centros de consumo, tal como se muestra en la **Figura 19**, en donde se muestra la generación de energía de centrales térmicas en los escenarios con y sin atrasos en la transmisión. En condiciones ideales, es decir, cuando la infraestructura de transmisión se encuentra disponible según lo planificado, la energía generada en las zonas con alto potencial renovable puede ser transportada eficientemente hacia el sistema central, permitiendo desplazar generación térmica de mayor costo. Sin embargo, cuando el corredor Polpaico–Nueva Charrúa se encuentra saturado, se generan restricciones en la red que limitan la capacidad de evacuar dicha energía hacia las zonas de mayor demanda.

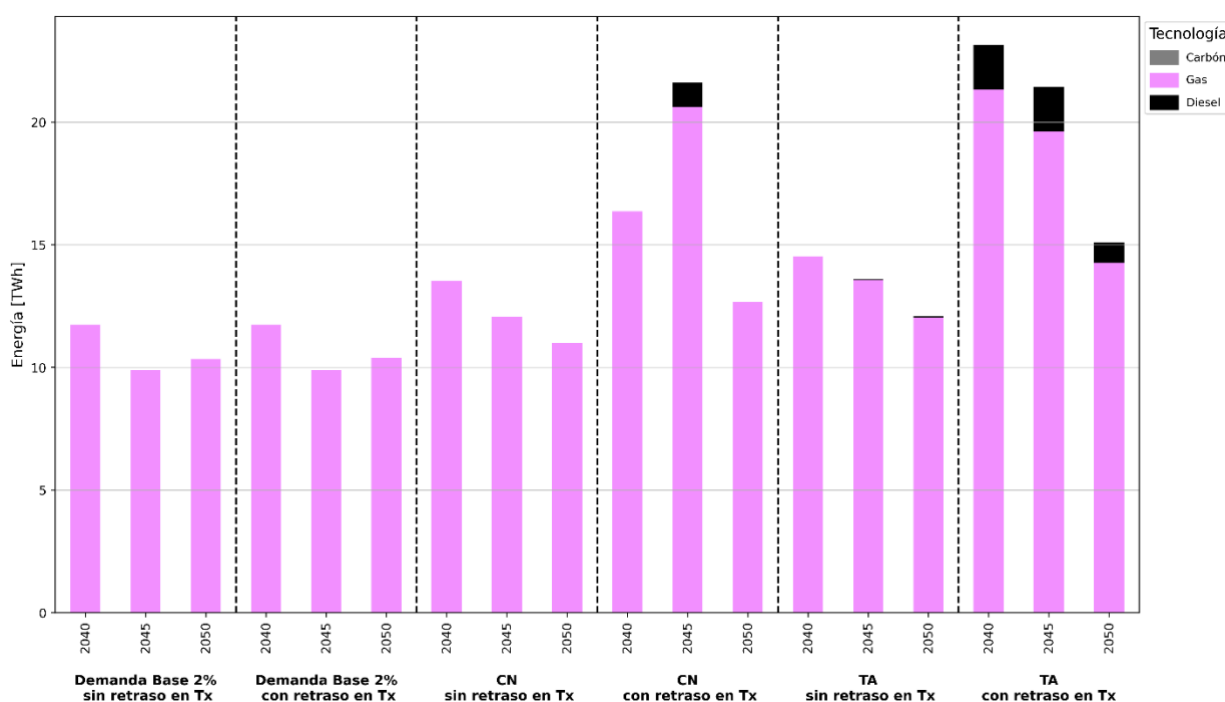


Figura 19. Generación de energía de centrales térmicas por año en escenarios con y sin atraso en la transmisión.

Como consecuencia, el sistema se ve obligado a incrementar el despacho de centrales térmicas ubicadas más cerca de los centros de consumo para garantizar el suministro eléctrico. Dado que estas tecnologías presentan costos variables superiores a los de las fuentes renovables, su mayor utilización se traduce directamente en un aumento de los costos operacionales del sistema. De esta manera, los sobrecostos observados en los distintos escenarios reflejan la pérdida de eficiencia económica que se produce cuando la red de transmisión no se desarrolla al ritmo requerido para acompañar la expansión de la generación renovable.

5.4. Evaluación económica del retraso

La **Figura 20** presenta el Valor Actual Neto (VAN) de los sobrecostos operacionales asociados al retraso en la entrada en operación del corredor de transmisión, calculado para distintos horizontes de atraso. Para construir esta figura, primero se estimaron los sobrecostos operacionales expresados en la **Tabla 11**. Posteriormente, estos flujos anuales se descontaron utilizando una tasa del 7%, consistente con la tasa utilizada en los procesos de valorización de activos de transmisión. El cálculo del VAN se realiza tomando como año base el primer año en que se materializa el retraso en cada escenario, lo que corresponde al año 2040 para los escenarios de Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA), y al año 2050 para el escenario de crecimiento de demanda base del 2%. De esta forma, el valor presente reportado refleja el costo económico total del retraso acumulado durante el período en que la infraestructura permanece indisponible. Una clarificación relevante es que para el escenario de Demanda Base 2% los retrasos de la transmisión tienen un efecto en los costos de operación a partir del 2050 con una magnitud bastante

menor en comparación a lo anterior (de modo que la **Figura 20** muestra que el VAN asociado al 2% es imperceptible).

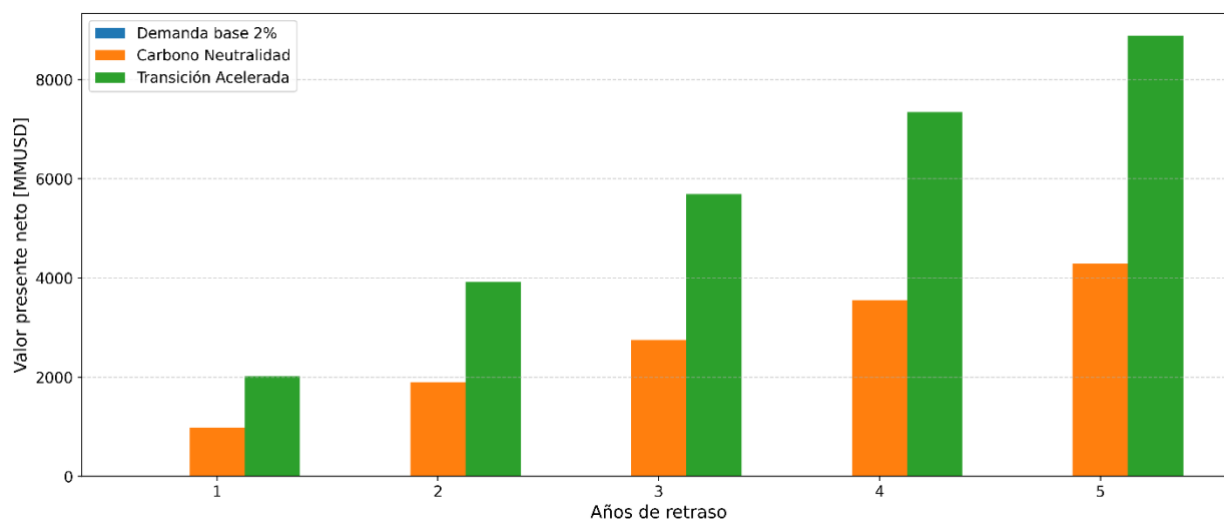


Figura 20. Valor presente neto del sobrecosto operacional asociado al retraso de los corredores Polpaico – Ancoa y Ancoa – Nueva Charrúa.

Por otra parte, la **Figura 21** presenta los sobrecostos medios normalizados por la capacidad y longitud del corredor de transmisión, expresados en USD/MW-km-año. Este indicador se obtiene a partir de los sobrecostos operacionales anuales estimados previamente, los cuales se normalizan utilizando la capacidad promedio retrasada del corredor y su longitud total. Esta normalización permite aproximar cuánto costaría, en promedio, cada unidad de capacidad de transmisión retrasada, considerando la extensión del corredor.

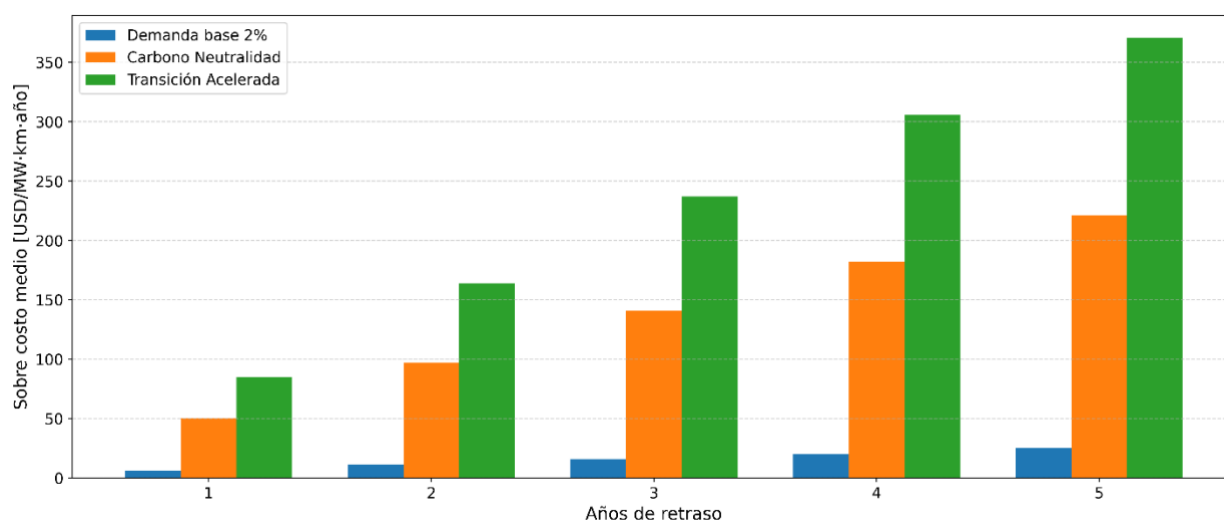


Figura 21. Sobrecosto medio con respecto a la capacidad y el largo de los corredores atrasados.

Los resultados muestran que el impacto económico del retraso puede variar significativamente dependiendo tanto de la duración del retraso como del escenario de crecimiento de la demanda. En los escenarios de mayor crecimiento, particularmente en el caso de Transición Acelerada, la indisponibilidad

del corredor puede generar sobrecostos operacionales acumulados muy relevantes. En particular, considerando retrasos de hasta cinco años, el sistema podría enfrentar sobrecostos cercanos a 8.800 MMUSD en un horizonte de 15 años, lo que refleja la creciente importancia de esta infraestructura a medida que aumenta la penetración de generación renovable y la demanda eléctrica del sistema. En contraste, bajo un escenario más conservador de crecimiento de la demanda, correspondiente al escenario base del 2% anual, el impacto del retraso se manifiesta de manera más tardía, comenzando a ser significativo recién hacia el año 2050, y con una magnitud considerablemente menor.

Al analizar los resultados normalizados por la capacidad del corredor, se observa que el impacto económico medio del retraso también puede alcanzar valores significativos. En particular, para retrasos en torno a tres años, el impacto medio puede superar los 200 USD/MW·km·año en el escenario de Transición Acelerada. Este resultado resulta especialmente relevante al compararlo con los costos observados en algunos proyectos de transmisión oceánica, cuyos valores típicos se sitúan precisamente en torno a 200 USD/MW·km·año¹⁷. En este sentido, los resultados sugieren que, bajo ciertos escenarios de crecimiento de la demanda y duración del retraso, los costos económicos asociados a la indisponibilidad del corredor terrestre podrían ser comparables con el costo de desarrollar infraestructura alternativa de transmisión offshore.

En conjunto, estos resultados permiten dimensionar el valor económico de contar oportunamente con capacidad de transmisión que permita evacuar la generación renovable proveniente de los polos de energía eólica marina. En particular, el valor presente de los sobrecostos operacionales puede interpretarse como una aproximación al presupuesto máximo económicamente justificable para desarrollar una solución alternativa de transmisión mediante un corredor offshore entre Polpaico y Nueva Charrúa, que permita evitar los costos asociados a los retrasos en la infraestructura terrestre.

¹⁷ Scottish Southern and Electricity Networks Report, p. 4-22. Disponible en: <https://www.ssen-transmission.co.uk/globalassets/projects/bbnp-section-37-application/volume-2/volume-2---chapter-04---the-routeing-process-and-alternatives.pdf>

Es conveniente advertir que 200 USD/MW·Km·año es un valor referencial de otros proyectos en el mundo, pero que llevados a la experiencia nacional podría significar distintos valores considerando aspectos técnicos y de inversión propios de Chile.

6. Conclusión

El presente estudio analizó, mediante un modelo de planificación estocástica, la forma en que distintos escenarios de desarrollo de energía eólica marina (OSW) reconfiguran el sistema eléctrico chileno entre 2035 y 2050. A continuación, se sintetizan los principales hallazgos identificados a lo largo de los capítulos precedentes, así como sus implicancias para la planificación energética de largo plazo.

En el plano metodológico (Capítulo 3), el estudio se sustentó en un modelo de optimización lineal entero mixto capaz de determinar de manera simultánea las decisiones óptimas de inversión y operación en generación, transmisión y almacenamiento, incorporando un enfoque estocástico que captura la incertidumbre hidrológica y la variabilidad de los recursos solar y eólico. Este marco metodológico, alimentado por información oficial de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, el Coordinador Eléctrico Nacional y la Hoja de Ruta de OSW del Ministerio de Energía, permitió evaluar de manera consistente seis escenarios que combinan distintas trayectorias de demanda con distintos niveles de penetración de energía eólica marina.

Los resultados presentados en el Capítulo 4 muestran que la incorporación de OSW produce un cambio estructural en el portafolio óptimo de generación del sistema eléctrico. En particular, se constató que la eólica marina actúa como sustituto de otras tecnologías renovables variables, principalmente la generación solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento en baterías, en una relación aproximada de 1 MW de OSW por 1,5 MW de solar fotovoltaica, 1,5 MW de almacenamiento y 0,3 MW de eólica terrestre. Esta sustitución se explica por los mayores factores de planta de la tecnología offshore y por su perfil de generación más distribuido a lo largo del día, lo que se traduce en una reducción de la capacidad instalada total del sistema de hasta 25% hacia 2050 en los escenarios de mayor electrificación.

Desde una perspectiva geográfica, el estudio identificó a la Región del Biobío como el principal polo inicial de desarrollo de OSW en el país, dada su favorable combinación de recurso eólico y proximidad a la red troncal existente. A medida que aumenta la demanda eléctrica, la expansión se extiende hacia Valparaíso (explicado por su cercanía al principal centro de consumo del sistema) y Puerto Montt (explicado por sus mayores factores de planta), desplazando parte del crecimiento de la generación renovable desde el norte solar hacia las zonas costeras del centro-sur del país.

En materia de transmisión, los hallazgos muestran que el efecto de OSW sobre la red depende del escenario de demanda considerado. Mientras que en el escenario de demanda base la integración de eólica marina genera ahorros netos de inversión al reducir la necesidad de expansión hacia el norte solar, en los escenarios de mayor electrificación (es decir Carbono Neutralidad y Transición Acelerada) se requieren refuerzos adicionales, particularmente en el corredor estructural Nueva Charrúa - Ancoa - Polpaico, que se consolida como el eje central para evacuar la energía generada en las costas del centro-sur hacia los principales centros de consumo.

En cuanto a las emisiones de CO₂, el estudio determinó que la incorporación de OSW genera una reducción adicional del orden de 15% respecto de los escenarios sin esta tecnología. No obstante, este efecto resulta comparativamente moderado, en la medida en que la sustitución introducida por la eólica marina ocurre

mayoritariamente entre tecnologías renovables —particularmente con la solar fotovoltaica— y no directamente con generación térmica.

Finalmente, el Capítulo 5 cuantificó el impacto económico de eventuales retrasos en la puesta en marcha del corredor de transmisión Polpaico – Nueva Charrúa, infraestructura clave para la evacuación de la energía proveniente de los polos de generación offshore. Los resultados indican que, bajo el escenario de Transición Acelerada, retrasos de hasta cinco años podrían generar sobrecostos operacionales acumulados cercanos a 8.800 MMUSD en un horizonte de 15 años, mientras que, en términos normalizados, el impacto medio puede superar los 200 USD/MW·km·año, valor comparable a los costos observados en proyectos de transmisión oceánica. Este resultado sugiere que, bajo determinadas condiciones de crecimiento de la demanda y duración del retraso, el desarrollo de una solución de transmisión offshore entre Polpaico y Nueva Charrúa podría constituir una alternativa económicamente competitiva frente a los costos derivados de la indisponibilidad del corredor terrestre.

En conjunto, los hallazgos de este informe confirman que la energía eólica marina tiene el potencial de constituirse en un componente estructural de la transición energética chilena, con efectos que trascienden su contribución directa a la generación renovable para incidir en la composición tecnológica del sistema, la geografía de la expansión de la generación y los requerimientos de infraestructura de transmisión. Estos resultados entregan antecedentes relevantes para la planificación energética de largo plazo y para el diseño de políticas públicas orientadas a asegurar una integración eficiente, oportuna y segura de la energía eólica marina en el sistema eléctrico nacional, particularmente en lo relativo a la coordinación entre el desarrollo de los proyectos de generación offshore y la expansión de la infraestructura de transmisión habilitante.