

# Estudio de la planificación de la expansión de la transmisión, considerando detalles y necesidades de corto plazo para el periodo 2024 – 2040

## Informe Final

14 de octubre 2024

**Autores:**

Rodrigo Moreno, Eduardo Pereira, Miguel Ramírez, Gabriel Covarrubias, Matías Olivares

Estudio preparado por ISCI y SPEC  
Para la Asociación de Transmisoras de Chile A.G.

## Tabla de Contenidos

<b>1. Descripción general del estudio</b>	<b>5</b>
1.1. Introducción	5
1.2. Objetivo general	5
1.3. Objetivos específicos	6
1.4. Estructura del informe	6
<b>2. Modelo de expansión de la capacidad del sistema eléctrico</b>	<b>7</b>
2.1. Definición de supuestos	8
2.2. Plan de expansión del sistema	8
2.3. Operación económica del sistema	10
<b>3. Datos de entrada</b>	<b>13</b>
3.1. Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento	13
3.2. Crecimiento de la demanda y efectos de la electrificación	14
3.3. Proyección de los precios de combustibles	16
3.4. Escenarios de hidrología	17
3.5. Retiro de centrales a carbón	19
3.6. Expansión a mediano plazo 2024-2026	20
3.7. Expansión del sistema de transmisión	21
3.8. Objetivos de emisiones de CO <sub>2</sub> en el sector eléctrico	22
<b>4. Casos de estudio</b>	<b>24</b>
4.1. Etapa 1	24
4.2. Etapa 2	26
<b>5. Resultados</b>	<b>28</b>
5.1. Etapa 1	28
5.2. Etapa 2	31
<b>Anexo A: Fechas de salida de centrales a carbón</b>	<b>34</b>
<b>Anexo B: Costos de combustibles</b>	<b>35</b>
<b>Anexo C: Obras de expansión de transmisión</b>	<b>38</b>
<b>Anexo D: Planes de expansión obtenidos</b>	<b>41</b>
<b>Anexo E: Costos de inversión de obras de transmisión</b>	<b>50</b>

## Resumen ejecutivo

El presente informe, preparado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y SPEC para la Asociación de Transmisoras de Chile A.G., aborda la planificación de la expansión de la transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile para el periodo 2024-2040. Este estudio se enfoca en identificar los requerimientos de infraestructura de transmisión y almacenamiento necesarios, a nivel del sistema nacional o troncal, para respaldar la descarbonización de la matriz energética del país, considerando la creciente incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) y la salida de operación de centrales a carbón.

El análisis se lleva a cabo mediante un enfoque que integra tanto las proyecciones a largo plazo como las necesidades inmediatas del sistema en el corto plazo, calibrando el modelo para replicar las actuales restricciones del sistema y sus costos. Este enfoque permite ajustar las proyecciones futuras a partir de datos recientes, ofreciendo así un modelo más robusto para la planificación de la expansión de la capacidad del sistema eléctrico. Además, se analiza la incertidumbre inherente al ejercicio de planificación a largo plazo, discutiendo estrategias para establecer márgenes de seguridad (u holguras) que permitan enfrentar más eficientemente dicha incertidumbre. En todos los casos, se realiza un análisis exhaustivo del equilibrio de mercado en el largo plazo, incluyendo las expansiones de generación, transmisión y almacenamiento.

Entre los resultados más destacados, el estudio identifica lo siguiente:

- Actualmente, existe un déficit de capacidad de transmisión en el SEN de aproximadamente 3.000 MW distribuidos a lo largo de todo el sistema, situación que se mantendría hasta 2030. Este déficit está compuesto por 2.000 MW de capacidad de transmisión adicional, y 1.000 MW de un sistema de control de flujos entre las zonas Norte-Centro. Estas medidas tendrían un costo asociado aproximado de MM USD 900<sup>1</sup>.
- Se prevé la necesidad de un nuevo enlace HVDC para el año 2036.
- Aunque la implementación de BESS para arbitraje y servicios complementarios (SSCC) puede también reducir temporalmente la necesidad de transmisión, a largo plazo, un aumento en la capacidad de almacenamiento fomenta nuevas inversiones en generación fotovoltaica, principalmente en el norte del país, lo que reequilibra la necesidad de nuevas obras de transmisión. Esto se traduce en que, una mayor instalación de sistemas de baterías en el norte del país, no reducen (o reducen muy marginalmente) la necesidad de transmisión en el largo plazo.
- Para una minimización de los costos esperados en el largo plazo, bajo condiciones de incertidumbre, es preferible sobreinvertir marginalmente en capacidad de transmisión y asumir

---

<sup>1</sup> A diferencia de la metodología utilizada actualmente para la planificación de la transmisión, en este estudio se realiza una optimización global de la infraestructura de transmisión. Es decir, no se analiza la eficiencia de cada obra en forma aislada, sino que, se busca un portafolio que en su conjunto permita obtener una planificación óptima de la red.

el riesgo de un retraso en la utilización completa de estos activos, en lugar de subinvertir y enfrentar un aumento significativo de costos en caso de que sea necesario transportar mayores cantidades de energía debido a una mayor conexión de energías renovables en zonas alejadas de los centros de carga.

Varias de las aseveraciones anteriores se ven reflejadas en la Tabla A, que muestra los resultados para las inversiones de transmisión en el caso base (denominado Caso A).

**Tabla A: Inversiones en transmisión 2024-2040, Caso A (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Parinas 220 kV – Likanantai 220 kV		750								750	NG
Parinas 500 kV – Nva. Zaldívar 200 kV									209	209	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG
Parinas – Lo Aguirre BESS			1.000							1.000	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV							226	998	138	1.362	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV			218					112		330	NG-ZC
Nva. Pan de Azúcar 500 kV – Polpaico 500 kV				76						76	NC
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	NC-ZC
Nva. Charrúa 500 kV - Río Malleco 500 kV							151			151	ZS
Pichirropulli 500 kV - Nva. Puerto Montt 500 kV							164			164	ZS
Río Malleco - Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>1.218</b>	<b>1.576</b>	<b>4.500</b>	<b>0</b>	<b>541</b>	<b>1.110</b>	<b>347</b>	<b>11.542</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>3.468</b>	<b>5.044</b>	<b>9.544</b>	<b>9.544</b>	<b>10.085</b>	<b>11.195</b>	<b>11.542</b>		

Leyenda

Infraestructura existente	Nueva infraestructura	Enlace HVDC	Control de flujo	Recableado de conductores
---------------------------	-----------------------	-------------	------------------	---------------------------

El informe concluye que, para alcanzar los objetivos de descarbonización y garantizar la costo-efectividad del sistema eléctrico, es crucial realizar inversiones estratégicas en infraestructura de transmisión que permitan una integración eficiente de las ERNC y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, alineadas con los compromisos de carbono neutralidad del país para 2050.

## 1. Descripción general del estudio

### 1.1. Introducción

El desarrollo de la red de transmisión en los sistemas eléctricos es esencial para lograr una descarbonización segura, eficiente y económica. En Chile, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) han experimentado un crecimiento sin precedentes en la última década, desempeñando un papel clave en el abastecimiento de la demanda de manera cada vez más sostenible. En este contexto de expansión de la capacidad instalada de energías renovables, es imperativo avanzar simultáneamente en la ampliación de la infraestructura de transmisión para garantizar un sistema eléctrico adaptado, seguro y económicamente eficiente.

Recientemente, se han identificado importantes limitaciones en el transporte de energía a nivel nacional, que han generado problemas tanto sistémicos como individuales a nivel de agentes. Por ejemplo, la reciente guerra entre Ucrania y Rusia, que elevó los precios de los combustibles, ha impactado los costos marginales de operación del sistema eléctrico, lo que ha provocado desacoples y ha aumentado las rentas por congestión (ingresos tarifarios). Esto evidencia el valor que puede aportar una transmisión robusta, no solo aliviando los costos del sistema, sino también disminuyendo las pérdidas de los agentes –derivadas de las congestiones en la red–. Para avanzar de manera sostenida hacia la descarbonización de la matriz energética, es crucial identificar los requerimientos óptimos de infraestructura de transmisión necesarios para satisfacer la futura demanda de energía. Este proceso debe considerar tanto la incertidumbre a corto plazo –asociada a la volatilidad en la disponibilidad de recursos, particularmente los renovables–, como a largo plazo, especialmente en relación con el desarrollo de inversiones en generación.

En este marco, el presente estudio analiza la planificación de la expansión de la transmisión nacional y del almacenamiento, proponiendo planes coherentes a corto y largo plazo. Esta coherencia se refleja en el reconocimiento de las suboptimalidades presentes en la operación del sistema en el corto plazo, lo que permite capturar de mejor manera el valor agregado de la capacidad de transmisión. Así, este enfoque permite utilizar la información actual para identificar problemáticas y riesgos del sistema, en lugar de depender exclusivamente de escenarios futuros idealizados que podrían no reflejar las circunstancias y necesidades presentes. Además, el estudio analiza diversos escenarios bajo incertidumbre, recomendando un portafolio de inversiones que ofrece robustez frente a una amplia gama de situaciones posibles en el futuro.

### 1.2. Objetivo general

El objetivo general de este estudio es planificar la expansión de la transmisión y el almacenamiento utilizando tanto escenarios de *forecast* como de *backcast* (basados en los últimos dos años). Esto permitirá calibrar los modelos matemáticos con mayor precisión, capturando mejor los desafíos operacionales del sistema en la actualidad (corto plazo) y, en consecuencia, ajustando de manera más precisa las proyecciones a largo plazo.

### 1.3. Objetivos específicos

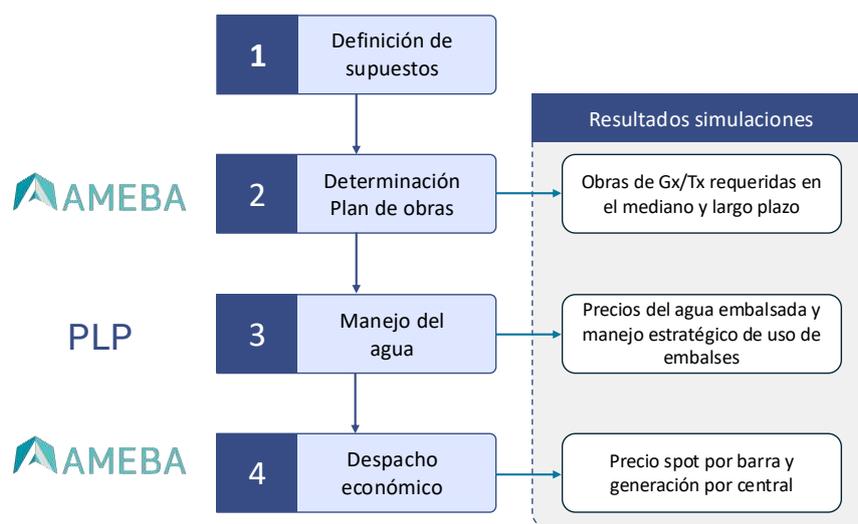
1. Calibrar con precisión el modelo de despacho económico para replicar la operación de los últimos dos años, lo que permitirá identificar las dificultades actuales del sistema eléctrico. Además, se desarrollarán proyecciones de parámetros de mercado (escenarios) basadas en datos reales de operación, proyectos en construcción, y siguiendo las prácticas del Ministerio de Energía en su modelo PELP.
2. A partir de lo anterior, identificar el plan óptimo de expansión de la transmisión y almacenamiento, considerando una futura generación adaptada a la demanda y alineada con las señales de mercado y el impuesto a las emisiones de carbono. Este análisis se llevará a cabo asumiendo obras de transmisión ya planificadas y considerando un plazo de 7-8 años para su tramitación, construcción y puesta en servicio.
3. Identificar un plan óptimo de expansión de la transmisión y almacenamiento, asumiendo una futura generación adaptada a la demanda y acorde con las señales de mercado y el impuesto a las emisiones de carbono, pero sin las restricciones de tiempo para la tramitación, construcción y puesta en servicio de las inversiones. Este ejercicio, aunque teórico, permitirá cuantificar el nivel actual de escasez de capacidad de transmisión (si es que existe).
4. Desarrollar un plan óptimo de expansión de la transmisión y almacenamiento que defina un portafolio de inversión robusto frente a diferentes niveles de expansión de la generación.

### 1.4. Estructura del informe

Este informe se estructura de la siguiente manera. En la sección 2, se presenta el modelo de expansión utilizado en este estudio. En la sección 3, se presenta en detalle cada uno de los datos de entrada del modelo, con sus respectivas fuentes. Luego, en la sección 4, se muestran los casos de estudio analizados. En la sección 5, se presentan los resultados obtenidos junto a sus respectivos análisis. Finalmente, en la sección 6, se presentan las principales conclusiones que se desprenden del presente estudio.

## 2. Modelo de expansión de la capacidad del sistema eléctrico

Para el estudio, se utiliza un modelo de cuatro etapas que abarca la identificación de las obras en las que se invertirá en el mediano/largo plazo y un análisis de la operación del sistema en el corto plazo. La Fig. 1 presenta las cuatro etapas consideradas para el modelo, así como los principales herramientas computacionales y resultados obtenidos de cada una de ellas, las que se describen en mayor detalle a continuación:



*Fig. 1: Estructura conceptual del modelo utilizado.*

- 1. Definición de supuestos:** La etapa inicial consiste en la recopilación de la información técnica que permita representar la evolución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el corto, mediano y largo plazo. Esto permite caracterizar los distintos escenarios posibles del SEN, abarcando la incorporación de tecnologías en ciertas regiones, la operación de infraestructura planificada, condiciones hídricas, entre otros. Adicionalmente, se verifica que los datos de entrada utilizados sean compatibles con los utilizados en estudios realizados por las autoridades para exponer las diferencias entre las soluciones obtenidas; así como realizar mejores calibraciones en el modelo.
- 2. Determinación del plan de obras:** El estudio desarrolla un análisis inicial para determinar las obras de generación, transmisión y almacenamiento necesarias para que el SEN sea capaz de abastecer la demanda eléctrica en el largo plazo. Esto se realiza a través de la herramienta AMEBA<sup>2</sup>, la cual ha sido ampliamente utilizada por el Ministerio de Energía para la Planificación de la Expansión a Largo Plazo (PELP), incorporando la información de los supuestos de la etapa precedente.
- 3. Manejo del agua:** Debido a que el SEN es un sistema con una significativa participación hidroeléctrica, tanto para la generación y la prestación de servicios, se realiza una etapa de coordinación hidrotérmica a lo largo del año. Esto se realiza en base al modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP) para determinar la operación óptima de los recursos del sistema. Esto contempla el análisis de escenarios con incertidumbre hidrológica para determinar los precios estratégicos

<sup>2</sup> Más información en [www.ameba.cloud](http://www.ameba.cloud)

del recurso, así como los requerimientos óptimos de volúmenes de agua embalsada para los horizontes estudiados.

- 4. Despacho económico:** Al incorporar los resultados de las etapas precedentes, en conjunto con las restricciones operacionales del SEN, se realizan simulaciones de despachos económicos para representar con mayor precisión y, en el corto plazo, la operación del sistema. Estas simulaciones son llevadas a cabo con una resolución horaria, permitiendo analizar las dinámicas de las distintas tecnologías que integran al SEN, así como las interacciones entre ellas, incluyendo restricciones de predespacho o *unit commitment* (UC).

A continuación, se presentan más detalles de cada una de las etapas consideradas en el modelo.

## 2.1. Definición de supuestos

Esta etapa se centra en determinar los supuestos que resultan críticos para conformar los escenarios de mercado que serán simulados por el modelo. Con el fin de lograr obtener proyecciones de mercado en base a simulaciones con resolución horaria, se realiza una calibración y corroboración de los supuestos más actualizados utilizados por la autoridad, contemplando:

- Costos de CAPEX<sup>3</sup> de las tecnologías de generación y almacenamiento.
- Costos de combustibles: carbón, gas natural, diésel.
- Crecimiento de la demanda, considerando proyecciones de electrificación de distintos sectores.
- Capacidad instalada por tecnología y su localización espacial, asociado a los proyectos existentes, en construcción y con alta probabilidad de desarrollarse en el corto plazo (2024-2026), principalmente ligados a PPA<sup>4</sup>.
- Desmantelamiento de centrales eléctricas a carbón durante el horizonte de análisis.
- Desarrollo de la red de transmisión, en base a obras adjudicadas, fechas tentativas de puesta en servicio de obras en construcción y planes de expansión vigentes.

Así, las herramientas correspondientes en cada etapa pueden utilizar la base de datos, considerando las características presentes y futuras de la red.

## 2.2. Plan de expansión del sistema

En base a la información técnica del sistema, esta etapa genera un portafolio de expansión óptimo que permite abastecer la demanda del sistema en el largo plazo y a mínimo costo en el horizonte del estudio. El plan de obras se compone de proyectos que abarcan la transmisión, generación y almacenamiento que permitan cumplir con los requerimientos operativos del sistema. Además, el plan considera las obras que ya están planificadas o que se encuentran en construcción, con sus fechas estimadas de puesta en servicio.

---

<sup>3</sup> Proviene del anglicismo *capital expenditure*.

<sup>4</sup> Proviene del anglicismo *Power Purchase Agreement*.

El portafolio óptimo se obtiene a través de la herramienta AMEBA, considerando la minimización de los costos de operación e inversión en el horizonte temporal desde una perspectiva de planificación centralizada, y determinando las fechas de puesta en servicio de dichos proyectos. Adicionalmente, el modelo incorpora restricciones operacionales que permiten garantizar la operación segura de la red, siendo incorporados como servicios complementarios. Entre ellas, se destacan requerimientos de montos de reservas y niveles de inercia mínimos, permitiendo incorporar unidades sincrónicas que aporten a mantener la estabilidad del sistema.

Para determinar el portafolio óptimo de inversiones, el modelo utiliza diversos parámetros técnicos y económicos que permiten caracterizar la operación real y los mercados de energía del sistema. En primer lugar, se integran los supuestos del modelo para representar la evolución del sistema, contemplando los costos de CAPEX/OPEX<sup>5</sup>, de combustibles, salida de operación de tecnologías térmicas, entre otros factores. Luego, se identifican las obras de infraestructura candidatas para que el modelo determine en cuáles invertir para garantizar una operación a mínimo costo. Para cada una de estas obras, se consideran distintas tecnologías, como tipos de generadores, duración del almacenamiento, transformadores y circuitos de líneas, según corresponda. Además, se deben determinar los costos de inversión y la evolución a lo largo del horizonte de tiempo, su localización, la capacidad máxima que se puede instalar (en MW), los costos de acceso al sistema de transmisión, y las potenciales fechas de puesta en servicio.

Finalmente, el modelo también considera los costos de operación, a través de la simulación de despachos económicos sobre los portafolios evaluados con resolución horaria. Debido a ello, el modelo utiliza las características operativas y las flexibilidades aportadas por cada tecnología. Entre ellas, se destacan los límites de rampa de las unidades, tiempos de encendido/apagado, capacidades de transmisión, entre otros. Esta información se extrae principalmente de las bases públicas del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

En cuanto a los resultados entregados por las simulaciones, el modelo entrega:

- Plan de expansión de generación, transmisión y almacenamiento, considerando fechas de puesta en servicio, la capacidad instalada de cada tecnología y su ubicación en el sistema.
- Costos operacionales y de inversión totales anuales del sistema: ambos costos reportados en valor presente.
- Energía producida por tecnología: generación de energía esperada de cada central (existente y nueva), lo que permite determinar la participación de energía renovable que se alcanza con el plan de expansión obtenido.
- Precios de mercado: costos marginales de energía para cada barra y hora durante el periodo de planificación, así como los costos marginales de los servicios de reserva.
- Flujos de potencia a lo largo de la red.

La Fig. 2 presenta el marco metodológico de esta etapa para obtener el portafolio óptimo de inversiones de transmisión y almacenamiento.

---

<sup>5</sup> Proviene del anglicismo *operational expenditures*.

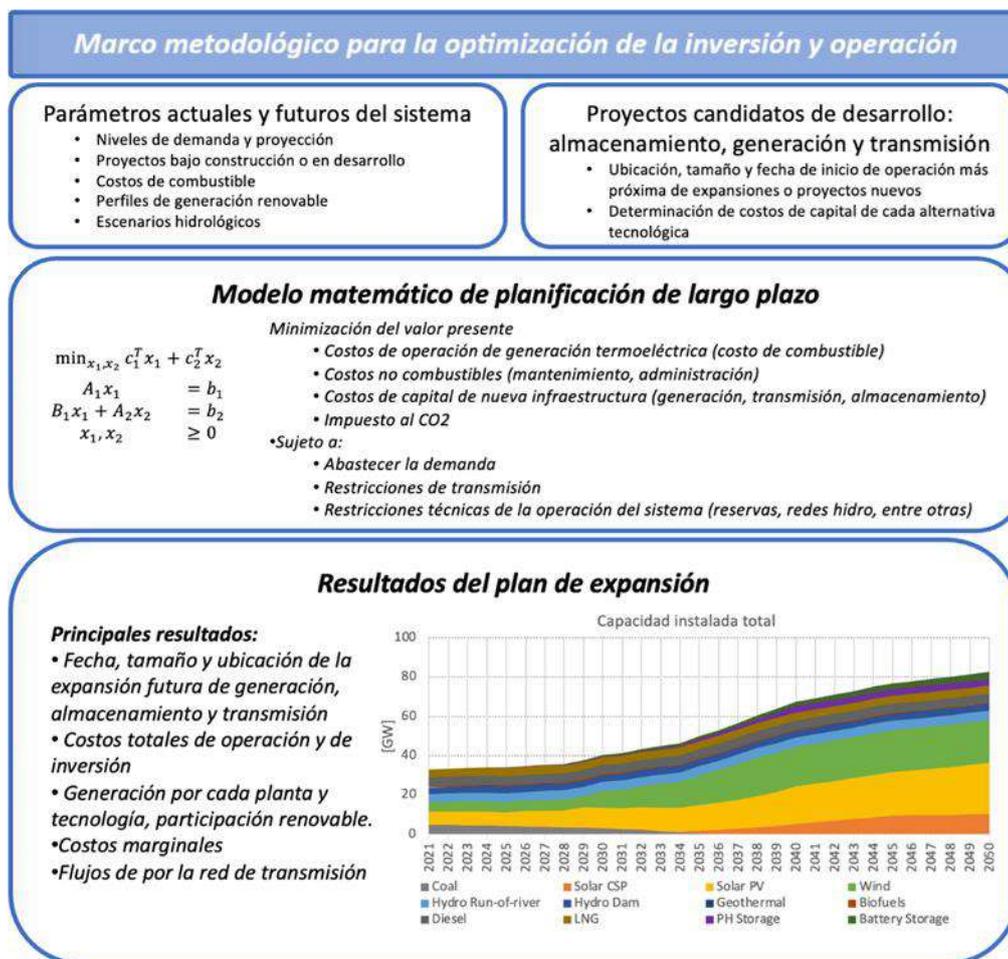


Fig. 2: Diagrama metodológico de la etapa de determinación de plan de obras.

### 2.3. Operación económica del sistema

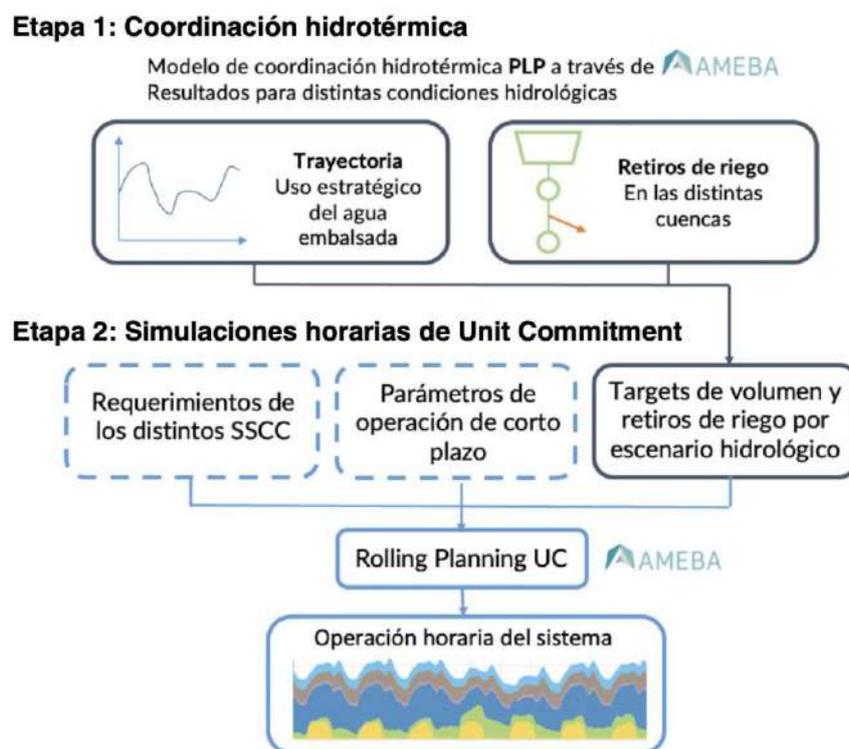
Una vez obtenido el plan de expansión óptimo, se utilizan herramientas para simular la planificación de la operación del sistema en el corto y mediano plazo para el horizonte de tiempo de interés. Este problema se separa en dos procesos para hacer frente a los desafíos computacionales del problema completo: la coordinación hidrotérmica, para representar el mediano plazo, y la operación del sistema en el corto plazo. Es importante mencionar que esta metodología imita el enfoque actual del CEN, por lo tanto, permite obtener resultados representativos de la operación del SEN. A continuación, se presentan ambos procesos con mayor detalle:

- Etapas 1 - Coordinación hidrotérmica:** Debido a la relevancia de la generación hidroeléctrica del SEN, es fundamental modelar la dinámica de los embalses y el uso del agua en la operación real del sistema. Para ello, se evalúa la evolución de las cotas y su valor estratégico bajo distintas hidrologías, para las distintas regiones del sistema, guiando la operación del sistema en el mediano plazo. Esto se lleva a cabo a lo largo del horizonte de estudio, considerando etapas mensuales y representaciones de bloques horarios de demanda, diferenciando el día y la noche.

- Etapa 2 - Simulaciones horarias de unit commitment:** Si bien los modelos de planificación de mediano plazo se han utilizado ampliamente en la industria para proyecciones del mercado, se ha observado que estos no entregan resultados acordes con la realidad operativa de sistemas eléctricos con altos volúmenes de energía solar y/o eólica. Esto se debe a la incapacidad de estos modelos, como PLP, OSE2000, SDDP o similares, de reproducir restricciones relevantes en tiempo real. Dichas restricciones incluyen operación fuera de mérito económico, impacto de restricciones de seguridad, reservas, y rampas de subida y bajada. Bajo el contexto de retiro de centrales convencionales y alta participación de renovables variables, estas restricciones cobran mayor importancia.

Para abordar esta limitación, las simulaciones horarias de UC son modelos entero-mixtos capaces de representar adecuadamente los requerimientos de flexibilidad de estos sistemas, relacionados a los desafíos de las energías renovables. El modelo de UC utilizado es equivalente al que emplea el CEN para la programación de la operación diaria. Este modelo determina conjuntamente el despacho de energía y de reservas, incorporando todas las restricciones técnicas de corto plazo, así como los requerimientos de Servicios Complementarios de regulación de frecuencia. Es en el corto plazo donde las restricciones técnicas cobran mayor relevancia.

A continuación, la Fig. 3 presenta de manera sintetizada la metodología empleada para integrar el manejo del agua y el despacho económico del sistema.



*Fig. 3: Diagrama general de la etapa de manejo del agua y despacho económico.*

Las simulaciones realizadas en la etapa del UC son llevadas a cabo con una resolución horaria, permitiendo representar adecuadamente la variabilidad de las unidades fotovoltaicas y eólicas, así como dimensionar sus impactos.

De manera similar a la etapa precedente, esta etapa permite obtener información relacionada a:

- Generación y participación anual por tecnología, incluyendo porcentaje renovable anual y por bloque horario.
- Costos marginales y congestiones en el sistema de transmisión.
- Emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Vertimientos de energías renovables, incluyendo su variación espacial y horaria.

### 3. Datos de entrada

En esta sección se presenta de manera detallada los datos y supuestos utilizados para implementar el modelo presentado. Cabe destacar que todos los valores están alineados con los objetivos y metas propuestas para alcanzar la carbono neutralidad de la matriz energética nacional.

#### 3.1. Costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento

Para las tecnologías BESS, eólica, solar fotovoltaico, concentración solar de potencia (CSP), biomasa, bombeo hidráulico, geotermia e hidráulica de pasada, se utilizan los costos declarados para el escenario medio del proceso PELP IAA 2022<sup>6</sup>. Los valores para cada año se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1:** CAPEX por tecnología en el periodo 2024-2040 en USD/kW y USD/kWh.

Año	Solar PV	Eólico	CSP (11 hrs)	CSP (14 hrs)	BESS 2hrs [USD/kWh]	BESS 4hrs [USD/kWh]	Hidro pasada	Geotermia	Biomasa
2024	807	1.151	4.248	5.019	325	272	3.250	5.908	3.100
2025	786	1.128	4.152	4.906	309	258	3.250	5.872	3.100
2026	765	1.105	4.042	4.776	294	246	3.250	5.835	3.100
2027	747	1.082	3.917	4.628	280	234	3.250	5.799	3.100
2028	731	1.065	3.791	4.479	268	225	3.250	5.762	3.100
2029	717	1.041	3.660	4.325	259	217	3.250	5.726	3.100
2030	703	1.020	3.526	4.166	250	210	3.250	5.689	3.100
2031	690	1.002	3.488	4.122	242	203	3.250	5.653	3.100
2032	678	985	3.450	4.077	235	197	3.250	5.616	3.100
2033	666	970	3.415	4.035	228	191	3.250	5.580	3.100
2034	654	956	3.381	3.995	221	185	3.250	5.544	3.100
2035	643	943	3.348	3.956	215	180	3.250	5.507	3.100
2036	633	933	3.315	3.917	210	176	3.250	5.471	3.100
2037	624	923	3.284	3.880	205	171	3.250	5.434	3.100
2038	614	913	3.252	3.842	200	167	3.250	5.398	3.100
2039	605	908	3.220	3.805	195	163	3.250	5.361	3.100
2040	596	902	3.189	3.768	195	164	3.250	5.325	3.100

Por otra parte, para los equipos de almacenamiento de más larga duración se han utilizado algunos parámetros de CAPEX de un estudio realizado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (*Department of Energy, DOE*), cuyos costos se presentan en la Tabla 2:

**Tabla 2:** Parámetros utilizados para sistemas de almacenamiento.

Parámetro	BESS		Bombeo		Aire comprimido (CAES)		
Horas de almacenamiento	2	4	12	24	48	72	168
CAPEX (USD/kW)	Ver Tabla 1	Ver Tabla 1	1.790	2.490	1.205	1.277	1.565
Vida útil (años)	15		40		30		
Eficiencia	92%		80%		52%		

<sup>6</sup> [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230\\_actualizacion\\_pelp\\_-\\_iaa\\_2020\\_1.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf)

### 3.2. Crecimiento de la demanda y efectos de la electrificación

Las proyecciones de demanda requieren la integración de diversos factores relacionados a las tendencias de la demanda de distintos sectores, considerando la diferenciación de clientes regulados y libres, así como los impactos de los procesos de descarbonización y electrificación.

En cuanto a los clientes regulados y libres, se utiliza la información reportada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en base a un modelo econométrico dependiente de variables como el Producto Interno Bruto (PIB) y el crecimiento de la población. Por otra parte, las medidas de electrificación apuntan a reducir las emisiones para alcanzar la carbono neutralidad al 2050. Gran parte de estas medidas se refieren a electrificar los consumos energéticos que dependen de fuentes fósiles, tales como el transporte y la climatización. Para este estudio, los montos anuales de energía y su crecimiento fueron obtenidos desde el informe de Carbono Neutralidad del Ministerio de Energía, para los cuales se destacan los siguientes aspectos al 2050:

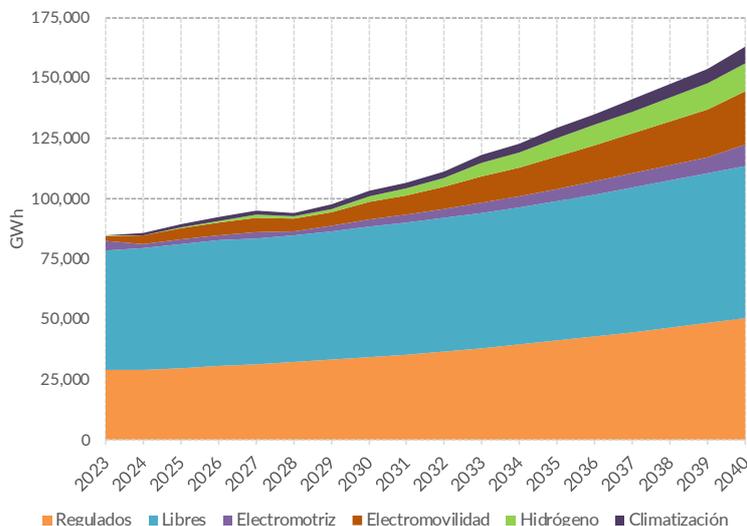
- **Electromovilidad:** Se propone que la totalidad de los vehículos de transporte público sean eléctricos (taxis, colectivos y buses urbanos), así como un 58% de los vehículos particulares.
- **Hidrógeno verde:** Se establece reemplazar la demanda de diésel del transporte de carga en un 71%, el uso motriz en la industria en un 12% y, en la minería, un 37% para minas a rajo abierto y un 8% en minas subterráneas.
- **Calefacción residencial:** Se proyectan medidas de electrificación de la calefacción eléctrica para un 57% de las viviendas tipo casa y un 70% en departamentos.
- **Electrificación motriz:** Se proyecta una electrificación de los usos motrices en distintos sectores industriales, variando en un rango de entre el 52 y 67%.

La evolución temporal de la demanda y el impacto de estas medidas se presenta en la Tabla 3:

*Tabla 3: Proyección de la demanda 2024-2040 por tipo de consumo en GWh.*

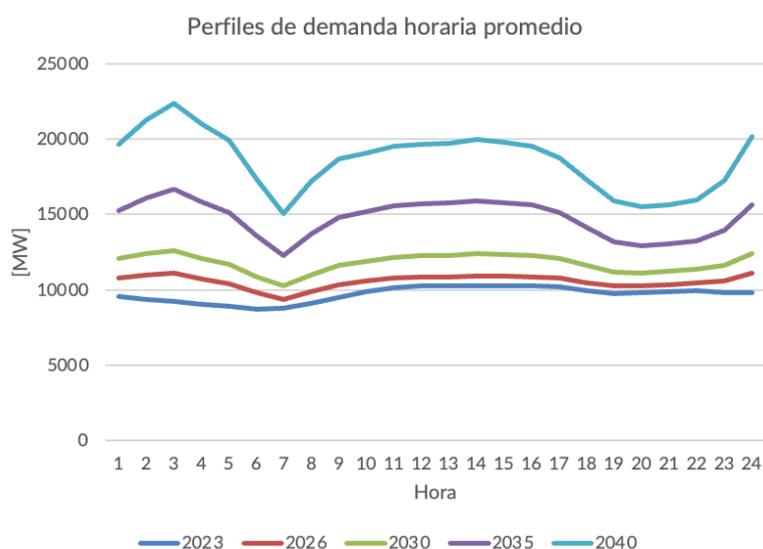
Año	Cientes regulados	Cientes libres	Electrif. motriz	Electromov. buses	Electromov. autos	Electromov. taxis	Hidrógeno	Calefacción	Total
2024	29.065	50.451	1.842	1.165	1.057	1.239	393	1.048	86.260
2025	29.903	51.341	1.998	1.532	1.427	1.611	394	1.416	89.622
2026	30.759	52.074	2.145	1.751	1.669	1.856	638	1.632	92.524
2027	31.591	52.101	2.356	1.985	1.924	2.105	1.238	1.854	95.153
2028	32.396	52.380	1.909	1.643	1.607	1.739	1.067	1.525	94.265
2029	33.332	53.223	2.127	1.876	1.856	1.975	1.496	1.734	97.619
2030	34.274	54.224	3.147	2.436	2.301	2.403	2.361	2.108	103.254
2031	35.478	54.561	3.371	2.744	2.563	2.651	2.817	2.340	106.525
2032	36.748	55.322	3.715	3.166	2.934	2.967	3.636	2.666	111.153
2033	38.163	56.116	4.269	3.711	3.511	3.456	5.672	3.164	118.061
2034	39.668	56.926	4.595	4.092	3.933	3.799	6.316	3.527	122.856
2035	41.224	57.806	5.112	4.648	4.563	4.272	7.595	4.054	129.275
2036	42.928	58.916	5.503	5.123	5.119	4.638	8.372	4.499	135.098
2037	44.738	59.916	5.903	5.644	5.721	5.049	9.150	4.975	141.471
2038	46.596	61.041	6.318	6.211	6.404	5.442	9.974	5.486	147.471
2039	48.495	62.068	6.732	6.826	7.131	5.858	10.788	6.020	153.917
2040	50.451	63.069	9.081	7.615	7.956	6.316	11.797	6.625	162.909

La Fig. 4 presenta el crecimiento de la demanda separado por segmento. Es posible identificar que gran parte del crecimiento está ligado a los clientes regulados y libres; sin embargo, también se observa que las medidas de electrificación logran constituir más de un 30% de la demanda total hacia el 2040.



**Fig. 4:** Proyección de demanda por tipo de consumo.

En línea con este crecimiento, se espera que esto no solo impacte en la magnitud de la demanda del sistema, sino que también en los perfiles tradicionales de consumo. Debido a ello, la Fig. 5 presenta los perfiles diarios promedio para distintos años del horizonte de análisis, en donde se evidencian aumentos significativos en distintos bloques horarios. Las altas demandas durante las horas de la madrugada se asocian a la integración masiva de electromovilidad, mientras que el incremento en horas solares se debe al crecimiento de demanda para la producción de hidrógeno verde.



**Fig. 5:** Demanda día promedio para los años 2023, 2026, 2030, 2035 y 2040.

### 3.3. Proyección de los precios de combustibles

La operación económica del sistema requiere de supuestos que permitan modelar los costos de operación de las distintas centrales térmicas. Para ello, se consideraron diferentes fuentes de información, y bajo ciertos supuestos, se proyectaron los valores para el horizonte del estudio.

- **Carbón:** Se utilizan los valores observados del CEN (programación de abril 2023) hasta el 2026, y luego se supone una tendencia de 100 USD/ton hacia fines de 2028.
- **Gas natural licuado:** Se utilizan los valores del reporte *Short Term Energy Outlook* (2023) durante el 2024, y luego se interpolan linealmente valores anuales en base al reporte *Annual Energy Outlook 2023*.
- **Gas argentino:** Se utilizan los valores observados del CEN hasta el 2024, y luego se utiliza un 7% Brent para los años posteriores.

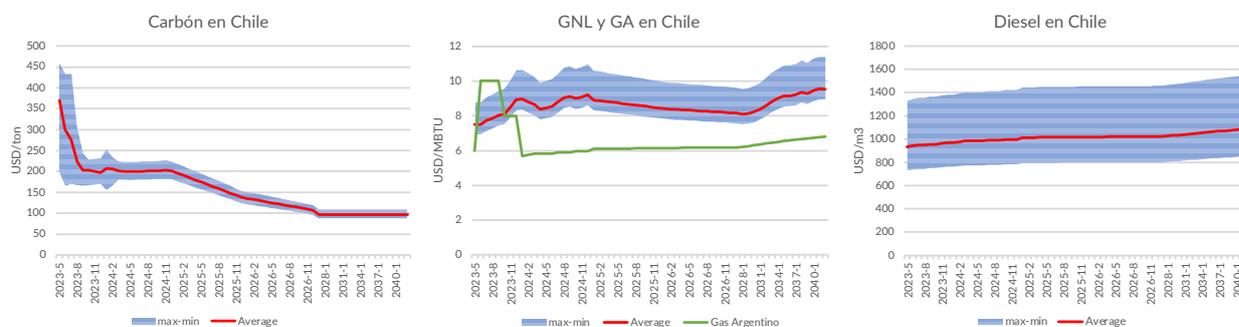
De manera resumida, los precios de dichos combustibles se presentan en la Tabla 4:

**Tabla 4: Precios internacionales de combustibles (en dólares).**

Año	Mes	Carbón [USD/st]	Henry Hub Spot Price [USD/MMBTU]	Brent [USD/b]
2023	5	352,37	2,30	75,65
2023	6	285,54	2,30	77,00
2023	7	256,22	2,50	78,00
2023	8	201,49	2,61	78,00
2023	9	183,98	2,74	79,00
2023	10	184,69	2,81	79,00
2023	11	184,18	3,14	80,00
2023	12	178,78	3,51	81,00
2024	1	186,68	3,52	81,00
2024	2	185,71	3,39	82,00
2024	3	184,29	3,27	83,00
2024	4	183,11	3,04	83,00
2024	5	181,93	3,10	83,00
2024	6	182,30	3,17	83,00
2024	7	182,74	3,38	84,00
2024	8	183,10	3,60	84,00
2024	9	183,84	3,66	84,00
2024	10	184,52	3,56	85,00
2024	11	185,26	3,62	85,00
2024	12	183,90	3,74	85,00
2025	1	178,58	3,49	87,05
2025	2	173,25	3,45	87,12
2025	3	167,93	3,42	87,19
2025	4	162,60	3,38	87,26
2025	5	157,28	3,35	87,33
2025	6	151,95	3,31	87,40
2025	7	146,63	3,28	87,47
2025	8	141,30	3,24	87,54
2025	9	135,98	3,21	87,60
2025	10	130,65	3,17	87,67
2025	11	125,33	3,14	87,74
2025	12	120,00	3,10	87,81
2026	1	117,50	3,07	87,88
2026	2	115,00	3,05	87,92

2026	3	112,50	3,03	87,95
2026	4	110,00	3,01	87,99
2026	5	107,50	2,99	88,02
2026	6	105,00	2,98	88,06
2026	7	102,50	2,96	88,09
2026	8	100,00	2,94	88,13
2026	9	97,50	2,92	88,17
2026	10	95,00	2,91	88,20
2026	11	92,50	2,89	88,24
2026	12	90,00	2,87	88,27
2027	1-12	80,00	2,85	88,31
2028	1-12	80,00	2,80	88,88
2029	1-12	80,00	2,83	89,47
2030	1-12	80,00	2,91	90,16
2031	1-12	80,00	3,04	90,72
2032	1-12	80,00	3,21	91,55
2033	1-12	80,00	3,42	92,01
2034	1-12	80,00	3,57	92,69
2035	1-12	80,00	3,68	93,55
2036	1-12	80,00	3,69	94,14
2037	1-12	80,00	3,74	94,80
2038	1-12	80,00	3,87	95,33
2039	1-12	80,00	3,79	95,87
2040	1-12	80,00	3,94	96,39

Por sobre los precios internacionales de los distintos combustibles, se determina el precio final al incorporar factores como los costos de transporte, impuestos de internación, manejo, y otros relacionados con procesos propios de cada combustible. El resumen de los costos individualizados de cada combustible se presenta en la Fig. 6, presentando el valor promedio y su rango de variabilidad entre las diferentes unidades de generación. El detalle de los costos de cada central se presenta en el Anexo B.



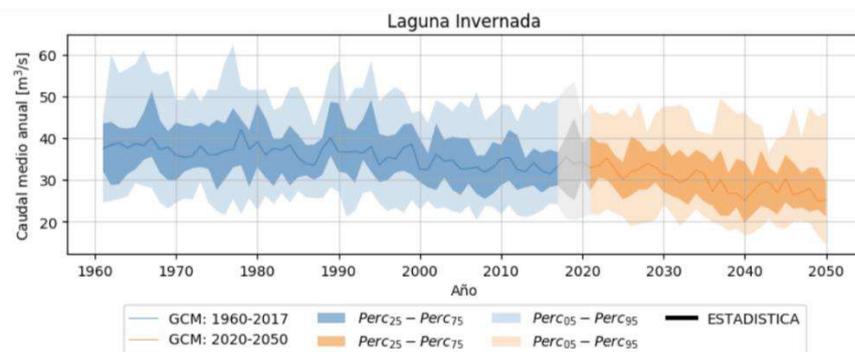
**Fig. 6:** Costos de combustibles puestos en Chile.

### 3.4. Escenarios de hidrología

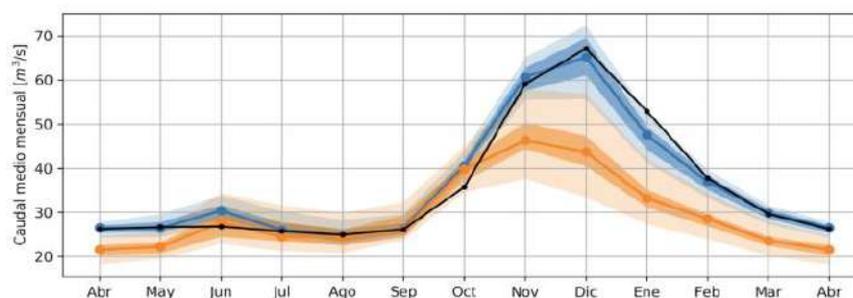
En el sistema nacional, las centrales hidroeléctricas juegan un rol fundamental en la operación, por lo que la elección de los escenarios hidrológicos posee un alto impacto para los resultados obtenidos. En particular, esto se relaciona con que la participación de las centrales de generación térmica depende fuertemente de la disponibilidad de la generación hidroeléctrica.

En el contexto nacional, la variabilidad climática en el territorio ha llevado a que variables como la temperatura, las precipitaciones y las entradas de agua a partir del año 1960 muestran una clara tendencia al calentamiento y al déficit hidrológico. Esto ha conducido a que las regiones del norte y centro del país se encuentren afectadas por una “mega sequía” durante la última década. En consecuencia, para este estudio se han considerado las proyecciones de afluentes establecidas por un estudio realizado por la empresa Meteodata para la CNE<sup>7</sup> en lugar de los escenarios históricos. El estudio desarrolla una metodología para estimar los caudales de agua durante el horizonte 2022 – 2050 bajo el contexto de cambio climático, y su impacto en las posibles utilidades de la energía disponible por zona geográfica en Chile.

La Fig. 7 presenta los resultados de una simulación de caudal medio anual entre 1960 y 2050 en Laguna La Invernada. Las curvas azules representan los datos históricos, mientras que las naranjas corresponden al periodo simulado. Las figuras (a) y (b) presentan los resultados con una resolución anual y mensual, respectivamente. Los resultados a futuro consideran el impacto de las tendencias previstas de temperatura y precipitación debidas a los fenómenos asociados al cambio climático, en donde las líneas sombreadas representan los distintos rangos de la distribución de caudales simulada (señalado en la leyenda).



(a) Caudal medio anual de agua en Laguna Invernada



(b) Caudal medio mensual de agua en Laguna Invernada

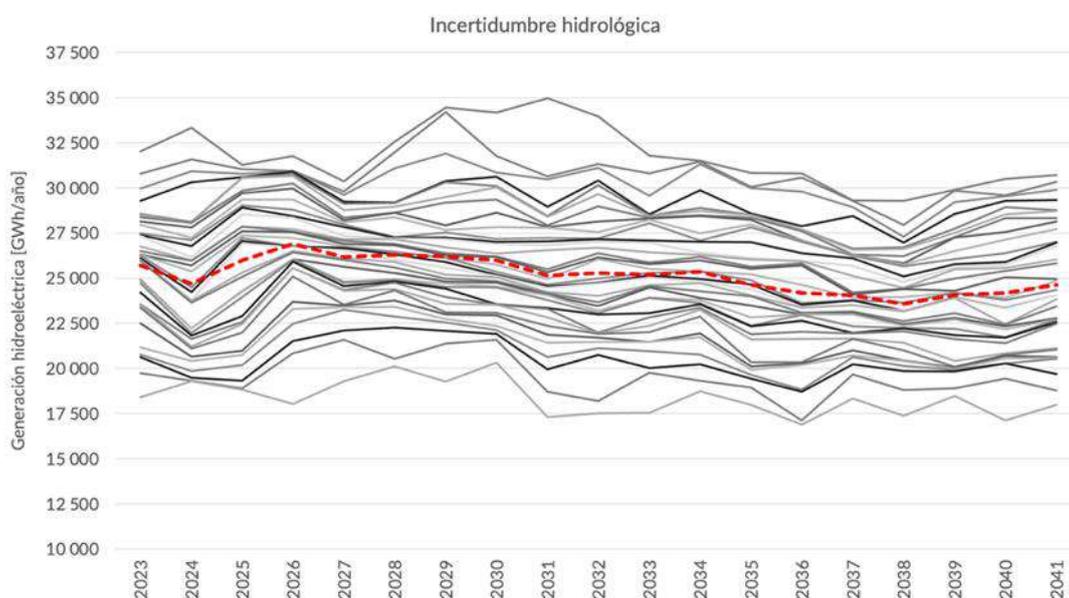
**Fig. 7:** Ejemplo de resultados de la simulación de caudal medio de agua en Laguna La Invernada para el periodo 1960-2050. Fuente: Meteodata.

<sup>7</sup> “Análisis de las Estadísticas Hidrológicas utilizadas en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf>

Los resultados muestran que se espera un impacto significativo en la distribución del afluente medio en ambas resoluciones temporales. Debido a ello, se espera una disminución significativa tanto del valor medio como de los extremos, no bastando utilizar modelos estadísticos únicamente basados en datos históricos.

Entre los detalles presentados en el informe, se observa una reducción de aproximadamente el 15% en los afluentes medios anuales durante el periodo de estudio, con disminuciones aún más marcadas en las regiones del norte del país. Para los regímenes hidrológicos nival y pluvial, se detectan cambios tanto anuales como mensuales, con distorsiones en los ciclos estacionales debido a aumentos de temperatura y disminuciones en las precipitaciones y caudales. Esto provoca adelantos en los meses de deshielo y, en algunos casos, modifica los regímenes hidrológicos de nival/pluvial a pluvial en ciertas cuencas.

En base a los 34 escenarios sintéticos del estudio preparado para la CNE, se realizan proyecciones de generación hidroeléctrica bajo los supuestos de cambio climático. Los resultados de generación anual se presentan en la Fig. 8, presentando en rojo el valor medio en torno a los 25 TWh anuales, con una tendencia decreciente en el tiempo.

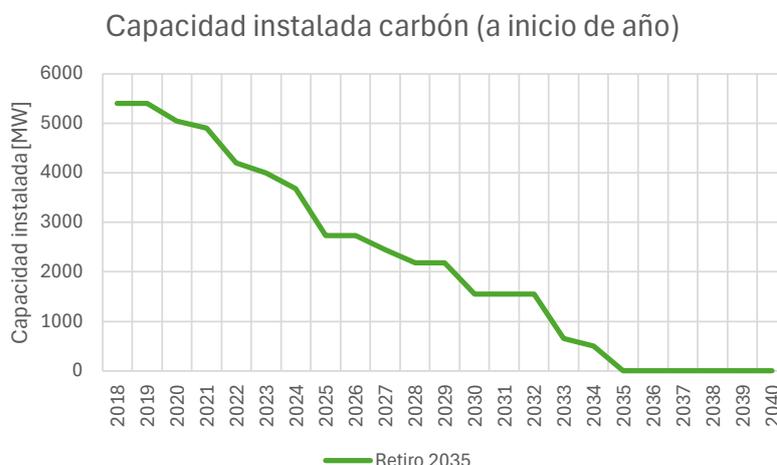


**Fig. 8:** Incertidumbre hidrológica basada en el estudio de la Comisión Nacional de la Energía.

### 3.5. Retiro de centrales a carbón

En lo que se refiere al proceso de cierre de centrales a carbón en Chile, se utilizaron las fechas anunciadas públicamente por las empresas que operan dichas unidades. Con lo anterior, se estableció un cronograma que contempla el retiro y reconversión de centrales, que totaliza un retiro de cerca de 2.600 MW hacia el 2026. Para las 14 unidades remanentes del sistema, se hace el supuesto de que estas serán retiradas durante la década del 2030, conforme a la vida útil de cada una de ellas y siguiendo una velocidad de retiro similar a la del periodo 2019 – 2026. Con ello, el plan propuesto supone finalizar el uso de esta tecnología antes del 1 de enero de 2035. La Fig. 9 presenta la evolución de la capacidad instalada de estas

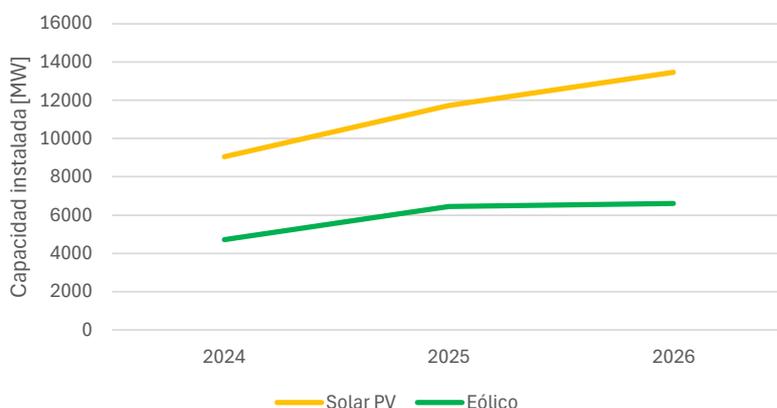
centrales durante el horizonte de tiempo, cuyas fechas de salida de cada central se presentan en el Anexo A.



**Fig. 9:** Capacidad instalada de centrales a carbón para el caso base de retiro.

### 3.6. Expansión a mediano plazo 2024-2026

La calibración del modelo es llevada a cabo incorporando los proyectos que se encuentran en prueba, construcción o comprometidos de entrar en servicio a través de licitaciones adjudicadas. En base a la información pública, se espera que el SEN alcance capacidades instaladas eólicas y solar PV entre los 6 y 14 GW para el periodo 2024-2026, respectivamente. La Fig. 10 presenta la evolución temporal de estas tecnologías para cada uno de los años del horizonte de tiempo según su tecnología.

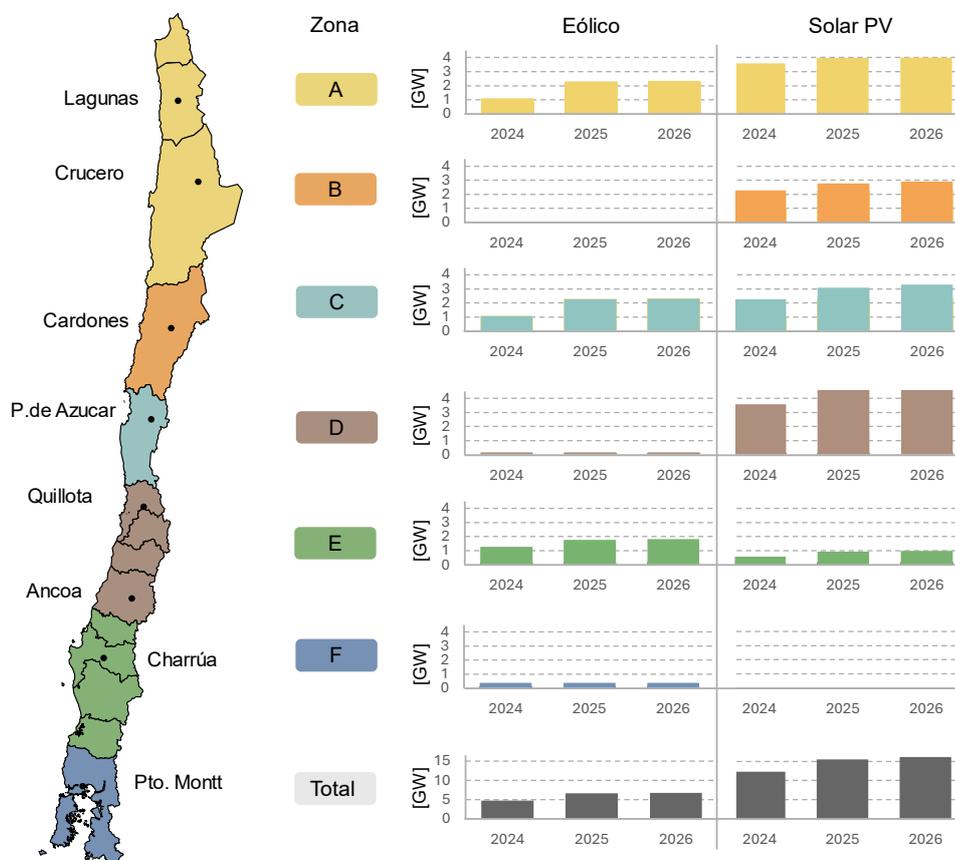


**Fig. 10:** Capacidad instalada del SEN durante el periodo 2024-2026.

La distribución geográfica de estas tecnologías se presenta en la Fig. 11. Las zonas ilustradas corresponden a:

- **Zona A:** Desde Región de Arica y Parinacota hasta Región de Antofagasta
- **Zona B:** Región de Atacama
- **Zona C:** Región de Coquimbo
- **Zona D:** Desde Región de Valparaíso hasta Región del Maule
- **Zona E:** Desde Región de Ñuble hasta Región de los Ríos

- **Zona F:** Región de los Lagos



**Fig. 11:** Plan de expansión de mediano plazo 2024-2026 por zonas y capacidad acumulada por año.

Para cada zona identificada, se despliega la evolución de la capacidad instalada para el periodo 2024 – 2026. Es posible identificar que gran parte de los proyectos solares se concentran entre las regiones del Norte hasta el centro del país (entre las **Zona A** y **Zona D**). En cuanto a la generación eólica, la nueva capacidad se concentra en las **Zona A**, **Zona C** y **Zona E**.

### 3.7. Expansión del sistema de transmisión

De manera similar a la expansión de la capacidad de generación presentada en la subsección 3.6, se realizó un levantamiento de las principales obras de transmisión que se encuentran en construcción a la fecha y que cuentan con una fecha estimada para puesta en servicio. Adicionalmente, se incorporan las obras que han sido decretadas en los planes de expansión de transmisión por la CNE, incluyendo los planes 2022 y 2023. Al igual que la generación planificada, se asume que estos proyectos entrarán en operación con una probabilidad de 100%.

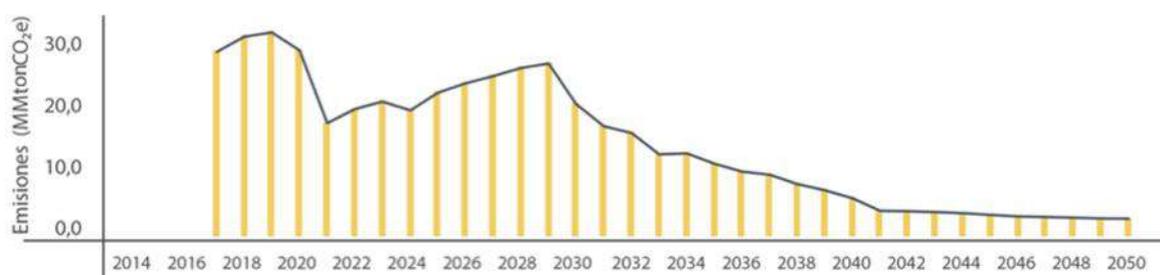
Por otra parte, las obras más relevantes del plan de expansión corresponden al enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, cuya fecha de entrada en operación se ha fijado al 1 de enero de 2032, y la nueva línea desde Charrúa hasta Pichirropulli, que pasará por la nueva subestación Digüeñes y que está presente en el plan de expansión del 2022. Se espera que este nuevo circuito se encuentre disponible para el 1 de enero de

2032. Entre otros proyectos emblemáticos, se destaca el uso de equipos BESS para control de flujo en el enlace Parinas – Lo Aguirre para el año 2028. Otros detalles de las obras de transmisión más relevantes para el estudio y sus fechas de entrada se presentan en el Anexo C.

### 3.8. Objetivos de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico

En línea con los objetivos de carbono neutralidad de Chile para el 2050 y cumplir con la contribución determinada a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés), el gobierno se ha comprometido con reducir sus emisiones para distintos sectores de la economía.

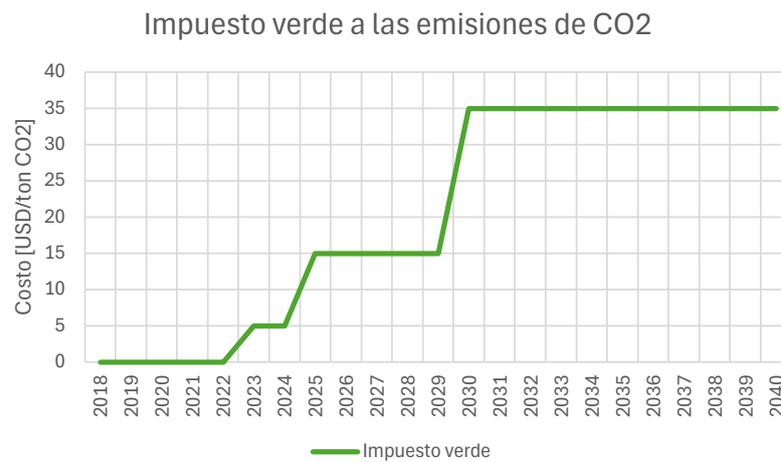
En 2021, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) publicó un estudio sobre las necesidades de reducción de emisiones para el sector eléctrico, el cual corresponde a uno de los principales habilitantes de la descarbonización. En este estudio se estableció que, dado la salida de operación de las centrales a carbón y la participación de energías renovables, los niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> llevarían a niveles inferiores a 20 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> hacia el 2030, con un decrecimiento sostenido a niveles inferiores a 6 millones de toneladas hacia 2040, tal como se ilustra en la Fig. 12.



**Fig. 12:** Trayectoria de emisiones de CO<sub>2</sub> anuales en el largo plazo para el sector eléctrico que permiten a Chile cumplir la NDC.

Es importante destacar que la metodología aplicada en este estudio utiliza los límites de emisiones como un criterio fundamental para el diseño de la infraestructura. Esto es, el portafolio de inversiones se realiza bajo la condición de no superar estos niveles máximos de emisiones. Adicionalmente, esto se logra a través de la incorporación del mecanismo de mitigación del impuesto verde por emisiones de CO<sub>2</sub>, siguiendo con los planes del Ministerio de Energía. La Fig. 13 presenta el costo en dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida durante el periodo analizado. Los valores del impuesto fueron extraídos del reporte “Estrategia de instrumentos económicos para la transición energética” del Ministerio de Energía<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia\\_instrumentos\\_economicos.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_instrumentos_economicos.pdf)



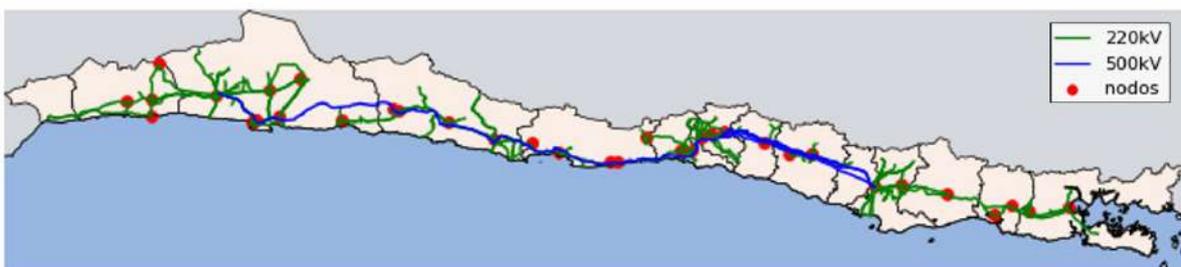
**Fig. 13:** Valor del impuesto verde a las emisiones de CO<sub>2</sub> a considerar basado en la información del Ministerio de Energía.

## 4. Casos de estudio

Una vez presentada la metodología y los datos de entrada a utilizar, en esta sección se presentan los casos de estudio analizados. El sistema eléctrico por estudiar corresponde al SEN entre los años 2024 y 2040. El modelo, considera los siguientes elementos:

- 1.449 generadores (hidro, eólico, solar, térmicos, CSP, equipos de almacenamiento),
- 39 nodos,
- 465 cargas,
- 81 líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 220 kV,
  - 59 líneas de transmisión existentes,
  - 22 líneas de transmisión candidatas (refuerzos),
- 13 embalses.

En la Fig. 14 se presenta un diagrama simplificado que muestra los principales elementos del sistema de transmisión georreferenciados, modelado en este estudio.



*Fig. 14: Modelo del SEN utilizado.*

A nivel general, este estudio se divide en dos etapas. La primera etapa corresponde a un análisis de la capacidad de transmisión, cuyo objetivo es identificar posibles déficits en comparación con un escenario ideal que refleja los requerimientos actuales para una operación óptima. La segunda etapa, en cambio, se centra en un análisis de arrepentimientos, que tiene como propósito determinar cómo gestionar la inversión en transmisión ante la incertidumbre de largo plazo sobre la ubicación de nuevas inversiones en generación y almacenamiento.

### 4.1. Etapa 1

La primera etapa consiste en la comparación de la expansión del SEN bajo dos supuestos: una “planificación realista” y una “planificación instantánea”. La planificación realista, corresponde a la planificación definida en base a los supuestos definidos en la sección 2.1. Si bien este enfoque captura las necesidades proyectadas dentro del horizonte de estudio, no necesariamente refleja de manera precisa las demandas *actuales* de transmisión para una operación eficiente. En este contexto, se propone estimar los requisitos actuales de transmisión, considerando el supuesto de una planificación óptima ejecutada años atrás. Al proyectar dicha planificación al presente, se obtiene el portafolio de obras que hubiesen permitido una operación más eficiente en todo el horizonte de estudio. De esta manera, el ejercicio busca reflejar los requisitos de capacidad de transmisión necesarios hoy en día dentro de la red. Para efectos de

este estudio, este escenario alternativo se denomina “inversión instantánea”. Además, se busca analizar el efecto de la capacidad instalada de BESS sobre las decisiones de inversión que toma el modelo, por lo cual se analizan distintos niveles de penetración de BESS.

En concreto, en el escenario de inversión realista se consideran 22 tramos candidatos, seleccionados a partir de las bases de datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), como parte del plan de expansión de transmisión. De estos, 16 tramos sólo pueden entrar en operación a partir de 6 o 7 años después de la toma de decisión; mientras que los 6 tramos restantes corresponden a obras de rápido despliegue como reemplazo de conductor o control de flujos, pudiendo entrar en operación a partir de 3 o 4 años. Además, se mantienen las decisiones tomadas sobre proyectos futuros, que consideran 6 obras, incluyendo el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. Por otro lado, en el escenario de “inversión instantánea”, se considera que, además de los candidatos de obras de transmisión de la planificación realista, se propuso un conjunto de obras redundantes en todos los tramos de la red del modelo. El propósito de estas obras es identificar otras inversiones que presenten beneficios que en el caso base no son observados. En este escenario, se incluyen un total de 68 tramos candidatos, los cuales podrían entrar en operación desde el año 2024. Además, para ambos escenarios, se modelan diferentes niveles de penetración de BESS, con el objetivo de estudiar cual es el efecto de la capacidad instalada en BESS sobre las decisiones de inversión en activos de transmisión. Cabe aclarar que la ubicación geográfica de los BESS no es determinada por el modelo, ya que esta ubicación es definida como dato de entrada. En particular se tienen los siguientes escenarios:

- **Portafolio BESS A:** La inversión en BESS es definida por el modelo de planificación (óptima).
- **Portafolio BESS B:** Se modela un 150% de la capacidad óptima.
- **Portafolio BESS C:** Se modela un 50% de la capacidad óptima.
- **Portafolio BESS D:** No se consideran candidatos BESS en el modelo de planificación.

En la Tabla 5 se presenta un resumen sobre los casos de estudio considerados en el estudio:

**Tabla 5:** Casos de estudio para analizar la expansión óptima de transmisión.

Eje		Transmisión		Almacenamiento			
		Inversión realista (Esc. 1)	Inversión instantánea (Esc. 2)	BESS A	BESS B	BESS C	BESS D
Descripción		6 obras futuras (predefinidas) y 22 obras candidatas	68 tramos candidatos (pueden iniciar operación desde 2024)	Inversión en BESS óptima	150% de la capacidad BESS óptima	50% de la capacidad BESS óptima	0% de la capacidad BESS óptima
Casos de estudio	Caso Base A	✓		✓			
	Caso Base B	✓			✓		
	Caso Base C	✓				✓	
	Caso Base D	✓					✓
	Sensibilidad A	✓	✓	✓			
	Sensibilidad B	✓	✓		✓		
	Sensibilidad C	✓	✓			✓	
	Sensibilidad D	✓	✓				✓

#### 4.2. Etapa 2

La planificación de la transmisión enfrenta un alto nivel de incertidumbre sobre la demanda futura de la red, determinada en gran medida por el despliegue de infraestructura de generación. Al respecto, diversos estudios sugieren estrategias para mitigar este riesgo. Uno de ellos estudia el caso de Europa del Norte<sup>9</sup>, donde se propone un enfoque que minimiza el "peor arrepentimiento posible". En concreto, el modelo permite planificar inversiones en transmisión que, aunque podrían no ser óptimos en todos los escenarios, proporcionan un buen rendimiento en la mayoría de ellos, minimizando así el arrepentimiento máximo que podría experimentar si se materializara un escenario futuro desfavorable. Además, existe un estudio sobre la red de Gran Bretaña<sup>10</sup> del cual se concluye que es mejor sobreinvertir marginalmente y correr el riesgo de tener activos obsoletos, que subinvertir y limitar la capacidad disponible para aprovechar la energía eólica. Para el caso de Chile, existe incertidumbre sobre la localización de las unidades de generación y almacenamiento que entrarán en operación en el futuro. En el caso de que las unidades de generación se conecten cercanas a los principales centros de consumo, se tendrá una baja demanda sobre el sistema de transmisión. Por el contrario, en el caso de que las unidades de generación se conecten lejos de los centros de consumo, se tendrá una alta demanda sobre el sistema de transmisión.

Considerando el alto nivel de incertidumbre, es poco probable que el planificador no presente algún grado de error<sup>11</sup> en la planificación de inversiones. Frente a esto, en esta etapa del estudio, se realiza un análisis de arrepentimientos que busca determinar las decisiones estratégicas de inversión bajo incertidumbre. Respecto al desarrollo de la transmisión, se pueden dar dos escenarios:

- **Escenario 1 ( $s_1$ ):** Se asume que las nuevas unidades generadoras se construirán lejos de los centros de carga, es decir, se pronostica una alta demanda por capacidad de transmisión en el futuro. Este escenario es idéntico al utilizado en el "Caso Base A (BESS A)" de la Etapa 1 de este estudio.
- **Escenario 2 ( $s_2$ ):** Se asume que las nuevas obras de generación se construirán cercanas a los centros de carga, por lo cual, se presentaría una baja demanda por capacidad de transmisión en el futuro. Este escenario se obtiene a partir del escenario 1, sobre el cual se realiza una relocalización forzada del 50% de las inversiones en PV y BESS, las que se desplazan de su ubicación inicial hacia el centro de mayor consumo.

---

<sup>9</sup> I. Konstantelos, R. Moreno, G. Strbac (2017). Coordination and uncertainty in strategic network investment: Case on the North Seas Grid. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988317300889>

<sup>10</sup> G. Strbac, C. V. Konstantinidis, R. Moreno, I. Konstantelos and D. Papadaskalopoulos (2015). It's All About Grids: The Importance of Transmission Pricing and Investment Coordination in Integrating Renewables. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7131652>

<sup>11</sup> En este contexto, el término "error" se refiere a una medida del rendimiento de la decisión a posteriori, una vez que el futuro se ha revelado. Este error a posteriori también se conoce como "arrepentimiento", que es lo que busca minimizar la optimización bajo incertidumbre. Es importante destacar que una decisión puede ser óptima bajo incertidumbre, pero presentar errores o arrepentimientos en diferentes escenarios futuros. En particular, se busca minimizar el mayor o peor de estos.

Por otra parte, frente a la incertidumbre se consideran dos decisiones posibles:

- **Decisión 1 ( $d_1$ ):** Se toma la decisión invertir en transmisión considerando un escenario donde la generación se conectará lejos de los centros de carga. Es decir, se realiza un alto nivel de inversión en transmisión.
- **Decisión 2 ( $d_2$ ):** Se toma la decisión de invertir poco en capacidad de transmisión, asumiendo que las nuevas unidades generadoras se conectarán cercanas a los principales centros de consumo.

En la Tabla 6 se muestran los cuatro casos de estudio resultantes. De los cuatro casos de estudio que se identifican en la tabla, para efectos de este análisis, se modelan aquellos que implican un error de planificación. Es decir, se modela la decisión de invertir significativamente en transmisión ( $d_1$ ) y que finalmente la demanda por capacidad de red sea baja ( $s_2$ ); y la decisión de invertir de manera reducida en transmisión ( $d_2$ ) y que la demanda por transmisión sea alta ( $s_1$ ). Estos últimos corresponden a los casos 3 y 4, mientras que los casos A y 2 corresponden a las expansiones óptimas. De esta manera, los casos 3 y 4 buscan representar los posibles errores que se pueden dar en la práctica, de forma de escoger el plan que minimice errores o arrepentimientos.

*Tabla 6: Escenarios del análisis de arrepentimiento.*

Eje	Factor	Casos de estudio			
		A <sup>12</sup>	2	3	4
Generación (Incertidumbre)	<b>Mayor generación en el norte (<math>s_1</math>):</b> Generación óptima de PV y BESS en el Norte.	✓		✓	
	<b>Menor generación en el norte (<math>s_2</math>):</b> 50% de PV y BESS relocalizados cerca de la demanda.		✓		✓
Transmisión (Decisiones)	<b>Mayor inversión en transmisión (<math>d_1</math>):</b> Decisión de invertir en mayor capacidad de transmisión.	✓			✓
	<b>Menor inversión en transmisión (<math>d_2</math>):</b> Decisión de invertir en menor capacidad de transmisión.		✓	✓	

<sup>12</sup> Nótese que no existe un caso 1, ya que este corresponde al caso A de la etapa 1.

## 5. Resultados

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos en este estudio junto a sus respectivos análisis. Para ello, esta sección se divide en las dos etapas señaladas en la sección anterior.

### 5.1. Etapa 1

A continuación, entre la Fig. 15 y la Fig. 22, se presentan los resultados obtenidos para la etapa 1. En la primera fila del set de gráficos, se muestra la inversión en transmisión considerando ambos casos: la “inversión realista” en azul (Esc. 1) y la “inversión instantánea” (Esc. 2) en anaranjado. Además, en la segunda fila se presenta la inversión en almacenamiento para los mismos escenarios de la primera fila. Por otro lado, en las columnas se muestran los distintos niveles de inversión en almacenamiento, que corresponden a los casos A, B, C y D señalados en la Tabla 5.

#### **Adaptabilidad del sistema de transmisión actual**

Al observar los gráficos de inversión en capacidad de transmisión (primera fila), es posible notar que para el caso “inversión instantánea” se obtiene una capacidad instalada considerablemente mayor. Es decir, el modelo busca aliviar congestiones en el corto plazo, pese a que se prevé la entrada en operación de obras de transmisión de gran envergadura dentro del horizonte de análisis, como, por ejemplo, el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre. Si bien, es probable que, tras la entrada en operación de las obras de gran envergadura, las obras definidas mediante la “inversión instantánea” disminuyan su utilización, de igual manera el modelo determina que lo óptimo es que dichas obras se materialicen. Eso indica que existen necesidades de infraestructura de transmisión en el corto plazo. De hecho, por ejemplo, al año 2030, se cuantifica un déficit del orden de 2.000 MW. En conclusión, se refuta la idea de que el nivel actual de transmisión es el adecuado. Es más, estos resultados sugieren que en el pasado se debió haber planificado la construcción de una mayor cantidad de obras de transmisión de las que se tienen en la actualidad.

#### **Tasa de sustitución entre transmisión y BESS**

Normalmente se ha planteado que la inversión en equipos BESS puede en parte sustituir a la infraestructura de transmisión debido a su capacidad de reducir las congestiones en los sistemas. Sin embargo, los resultados obtenidos en este estudio muestran que no hay diferencias significativas. Esto se ejemplifica al comparar los casos de inversión óptima en BESS (Fig. 15) respecto del caso sin inversión en BESS (Fig. 18), para los cuales se obtienen magnitudes de capacidad de transmisión similares al término del periodo de análisis. Esto se produce debido a que una mayor cantidad de BESS fomenta también una mayor capacidad de energía variable solar, principalmente en el norte del país, lo que mantiene la necesidad por transmisión (ver Fig.24).

Al analizar la Fig. 19, se observa que para la inversión realista se obtiene una mayor inversión en BESS. Sin embargo, previo al 2030 esta diferencia es marginal. Esta diferencia se explica debido a que, al poseer menor capacidad de transmisión, se suple parte de dicha falta de capacidad a través de los BESS.

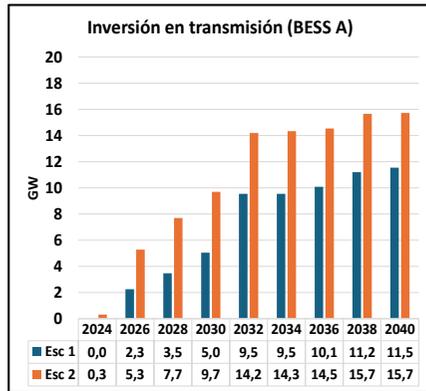


Fig. 15: Inversión en capacidad de transmisión, considerando una inversión BESS óptima.

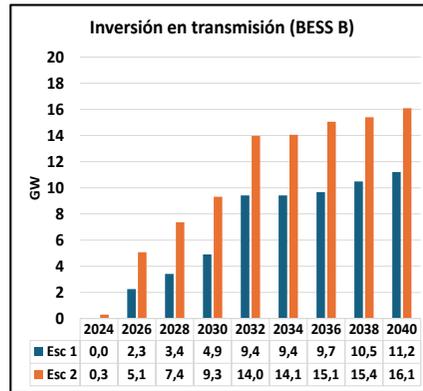


Fig. 16: Inversión en capacidad de transmisión, considerando una inversión del 150% respecto a la inversión BESS óptima.

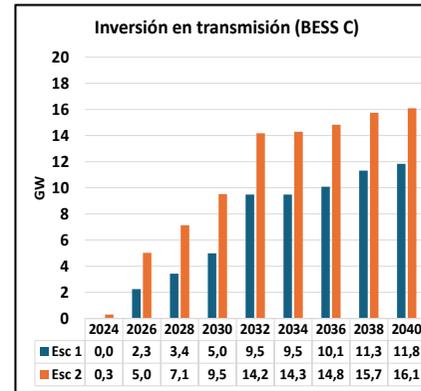


Fig. 17: Inversión en capacidad de transmisión, considerando una inversión del 50% respecto a la inversión BESS óptima.

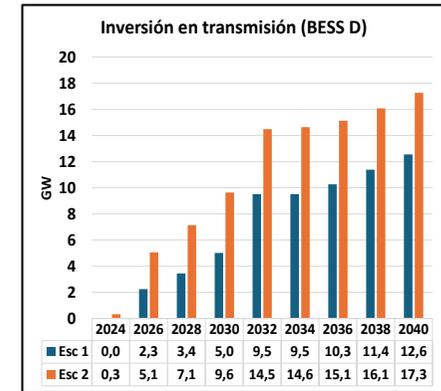


Fig. 18: Inversión en capacidad de transmisión, sin inversión en BESS.

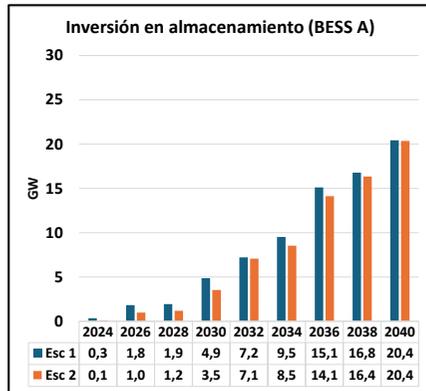


Fig. 19: Inversión en almacenamiento, considerando una inversión óptima en BESS.

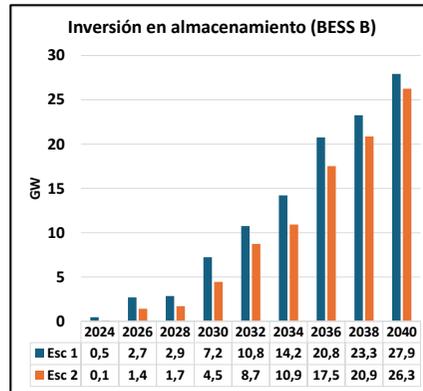


Fig. 20: Inversión en almacenamiento, considerando una inversión del 150% respecto a la inversión BESS óptima.

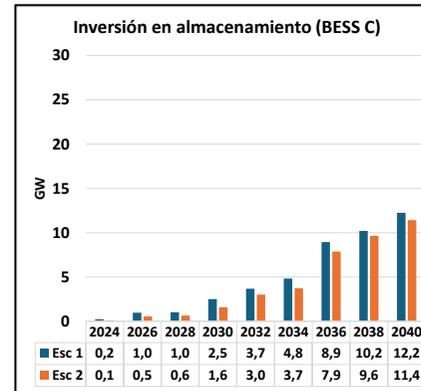


Fig. 21: Inversión en almacenamiento, considerando una inversión del 50% respecto a la inversión BESS óptima.

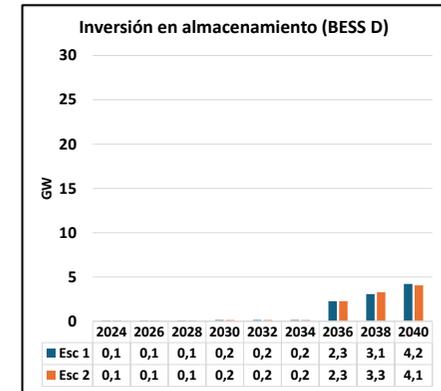


Fig. 22: Inversión en almacenamiento, sin inversión en BESS.

De manera comparativa, la Tabla 7 y la Tabla 8 presentan el detalle de los planes de expansión llevados a cabo por el modelo, para los casos base A y sensibilidad A, respectivamente, contemplando la capacidad de transmisión, el año de ingreso y la zona geográfica en la que se localiza. En el caso base A, el costo total de las inversiones es de aproximadamente MM USD 1.100, mientras que en la sensibilidad A, el costo se eleva a MM USD 1.900 aproximadamente. Las filas destacadas en azul corresponden a infraestructura existente, a las cuales se le ha incrementado su capacidad de transferencia, mientras que los que se encuentran en blanco corresponden a proyectos nuevos. Otras especificaciones sobre la naturaleza de los proyectos se describen en la leyenda.

De los resultados obtenidos, se observa que en el caso base, el modelo alcanza a invertir en más de 5 GW de capacidad hacia el 2030, totalizando más de 11,5 GW en 2040. De esta forma, se incrementa de manera significativa la capacidad de transmisión entre la zona norte y el centro del SEN. Entre las obras seleccionadas, se destacan dos proyectos de enlaces HVDC, correspondientes a un nuevo enlace entre Parinas y Alto Jahuel, y el incremento de capacidad del enlace Kimal – Lo Aguirre. A esta solución se añade una obra de control de flujo entre Parinas y Lo Aguirre, incrementando la capacidad de la transmisión en 1 GW.

Por otra parte, al analizar el portafolio con sensibilidad e incorporación instantánea, se observan numerosas diferencias con respecto al caso base. En primer lugar, el caso sensibilidad A presenta un aumento cercano a 16 GW de capacidad de transmisión hacia el 2040, mientras que, en el caso base, esa misma cifra se encuentra en torno a los 12 GW. A esto se agrega el hecho que el modelo comienza a invertir en capacidad de manera muy temprana, casi duplicando la capacidad instalada del caso base hacia el 2030. Esto reitera nuevamente una evidente **escasez de capacidad de transmisión**. Por otra parte, la solución del caso sensibilidad A entrega una expansión de la red en todas sus zonas, con un significativo desarrollo en la zona sur. En efecto, los proyectos localizados en la zona sur llevan a un incremento de la capacidad cercana a los 7 GW, mientras que, en el caso base, estas no superan los 2 GW. De esta manera, es posible aprovechar de una mejor manera la evolución de la generación renovable del sistema y se reducen las congestiones. En el Anexo D se presentan los planes de expansión del resto de casos de estudio. De manera general, se aprecia la misma tendencia que en los casos A; al aplicar las inversiones instantáneas, se genera una mayor capacidad de transmisión en todo el sistema.

**Tabla 7: Plan de expansión obtenido en el caso base A (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Parinas 220 kV – Likantantai 220 kV		750								750	NG
Parinas 500 kV – Nva. Zaldívar 200 kV									209	209	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG
Parinas - Lo Aguirre BESS			1.000							1.000	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV							226	998	138	1.362	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV			218					112		330	NG-ZC
Nva. Pan de Azúcar 500 kV – Polpaico 500 kV				76						76	NC
Entre Ríos - Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	NC-ZC
Nva. Charrúa 500 kV - Río Malleco 500 kV							151			151	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV							164			164	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>1.218</b>	<b>1.576</b>	<b>4.500</b>	<b>0</b>	<b>541</b>	<b>1.110</b>	<b>347</b>	<b>11.542</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>3.468</b>	<b>5.044</b>	<b>9.544</b>	<b>9.544</b>	<b>10.085</b>	<b>11.195</b>	<b>11.542</b>		

Leyenda

Infraestructura existente	Nueva infraestructura	Enlace HVDC	Control de flujo	Recableado de conductores
---------------------------	-----------------------	-------------	------------------	---------------------------

**Tabla 8: Plan de expansión obtenido en el caso sensibilidad A (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Lagunas 220 kV – Kimal 220 kV	303									303	NG
Parinas 220 kV – Likantantai 220 kV		750								750	NG
Parinas 500 kV – Nva. Zaldívar 220 kV									42	42	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV		1.609					207	713		2.529	NG-ZC
Las Palmas – Punta Sierra 1				370	0					370	NC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV		140						152		292	NC
Itahue – Ancoa 1								20	30	50	ZC
Ancoa 500 kV – Nva. Charrúa 500 kV								231		231	ZC-ZS
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV		761	638							1.399	ZS
Pichirropulli 500 kV – Puerto Montt 500 kV			530	58						588	ZS
Rahue – Pichirropulli 1			30	65		145				240	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	7	203	1.227							1.437	ZS
<b>Total</b>	<b>310</b>	<b>4.963</b>	<b>2.425</b>	<b>1.993</b>	<b>4.500</b>	<b>145</b>	<b>207</b>	<b>1.116</b>	<b>72</b>	<b>15.731</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>310</b>	<b>5.273</b>	<b>7.698</b>	<b>9.691</b>	<b>14.191</b>	<b>14.336</b>	<b>14.543</b>	<b>15.659</b>	<b>15.731</b>		

## 5.2. Etapa 2

La decisión bajo incertidumbre se determina a través del criterio *minimax regret*/arrepentimiento, el cual busca minimizar el máximo arrepentimiento posible que se pudiese experimentar a futuro producto de la incertidumbre presente. Formalmente, el arrepentimiento de una decisión  $d$  frente a la ocurrencia del escenario  $s$  se determina como la diferencia entre el costo de dicho escenario con respecto a la ocurrencia del escenario ideal para dicha decisión, tal como se presenta en la siguiente ecuación:

$$Regret(d, s) = \max_{d'} C(d', s) - C(d, s)$$

En el contexto de este estudio, la función de costo representa los costos totales de operación e inversión en infraestructura. Para este análisis de dos escenarios y dos decisiones, el máximo arrepentimiento de haber invertido en mayor capacidad de transmisión ( $d_1$ ) ocurre cuando la generación se localiza cerca del centro de demanda ( $s_2$ ). De manera complementaria, el peor escenario para la decisión de no invertir en capacidad de transmisión hacia el norte ( $d_2$ ) ocurre cuando la generación se materializa en dicha zona ( $s_1$ ). Debido a ello, se determinan los costos totales para cada escenario y decisión del análisis de incertidumbre; considerando costos de generación, emisiones de CO<sub>2</sub> e inversión en infraestructura.

Los planes utilizados para el Caso A corresponden a los presentados en la Tabla 7, mientras que el Caso 2 se presenta en la Tabla 28 del Anexo D. Ambos planes de expansión resultan coherentes con los escenarios analizados: el caso A, con un gran desarrollo de generación en el norte, requiere un aumento en la capacidad de transmisión hacia el centro, obteniéndose numerosos proyectos hacia el Norte Grande. Por otra parte, dado que en el caso 2 gran parte de dicha generación se concentra en el centro del sistema, los requerimientos de transmisión son menores, y se presentan más desarrollos de capacidad en las otras zonas del SEN. La Fig. 23 presenta de manera general ambos planes de expansión, diferenciando entre la infraestructura existente del sistema, las nuevas obras de transmisión y el reforzamiento de infraestructura existente en el sistema (debido a recableado de líneas y/o aumento de capacidad de los corredores).

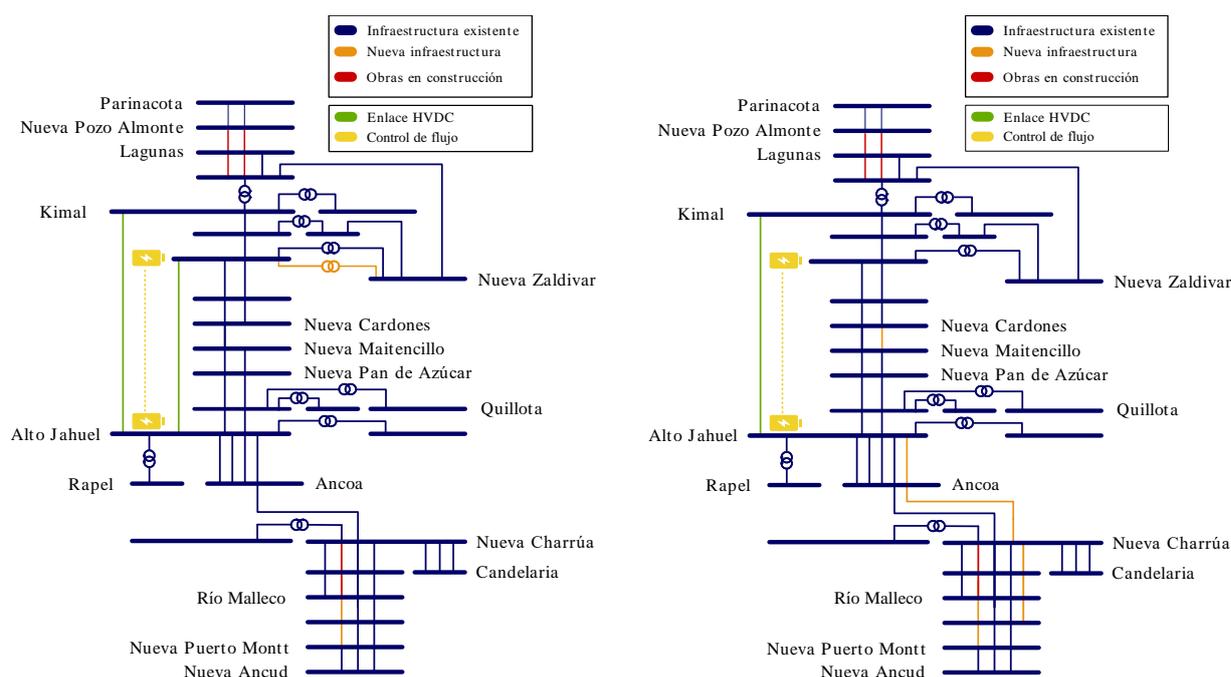


Fig. 23: Representación gráfica reducida de los planes de expansión de la transmisión para análisis bajo incertidumbre (izquierda Caso A, derecha Caso 2).

La Tabla 9 presenta los costos de operación, de inversión en generación y transmisión, y los impuestos al CO<sub>2</sub> para cada uno de los casos presentados, así como los costos totales. De los resultados obtenidos, se evidencia un significativo incremento en los costos de operación al considerar el escenario de menor inversión en transmisión ( $d_2, s_1$ ).

**Tabla 9:** Costos totales por escenario expresados en valor presente en el periodo 2024 - 2040 (en MM USD).

	Caso A ( $d_1, s_1$ )	Caso 2 ( $d_2, s_2$ )	Caso 3 ( $d_2, s_1$ )	Caso 4 ( $d_1, s_2$ )
Costos de operación	12.680	13.354	16.424	13.538
Inversiones en generación	52.636	55.357	52.636	55.357
Inversiones en transmisión	1.136	401	401	1.136
Impuestos al CO2	2.166	2.486	2.288	2.540
<b>Total</b>	<b>68.618</b>	<b>71.598</b>	<b>71.749</b>	<b>72.571</b>

Basándose en estos valores, se realiza el análisis de casos y escenarios bajo incertidumbre, mediante el cálculo del arrepentimiento presentado anteriormente. La Tabla 10 presenta el valor del arrepentimiento para cada escenario y decisión. Se identifica que llevar a cabo una planificación acorde a cómo se materializa la generación posee un arrepentimiento nulo, ya que corresponde al escenario ideal para la decisión correspondiente. Por otra parte, en los escenarios donde existe arrepentimiento, estos se calculan como la diferencia entre los costos totales frente a una planificación ideal. Los resultados muestran que se corre el riesgo de subinvertir o sobreinvertir en transmisión. Cuando se subinvierte, los costos de operación aumentan significativamente, en cambio, cuando se sobreinvierte, los costos de operación se reducen, a costa de un incremento en la infraestructura de transmisión. Por tanto, este análisis sugiere que es preferible una sobreinversión marginal que resulte en activos que tardarán más tiempo en ser explotados, evitando así congestiones que impacten considerablemente en los costos de operación. Esta preferencia se puede observar en la Tabla 10, ya que la transmisión del caso A (el que presenta la mayor cantidad de transmisión, incluyendo el segundo enlace HVDC) es la que presenta el mínimo máximo arrepentimiento.

**Tabla 10:** Matriz de arrepentimiento (en MM USD).

	Generación A ( $s_1$ )	Generación 2 ( $s_2$ )	Máximo
Transmisión A ( $d_1$ )	0	973	973
Transmisión 2 ( $d_2$ )	3.131	0	3.131
<b>Mínimo</b>	-	-	973

## Anexo A: Fechas de salida de centrales a carbón

*Tabla 11: Fechas de retiro o reconversión de centrales a carbón.*

Nombre	Retiro o Reconversión	Fecha
U13	Retiro	01-07-19
U12	Retiro	01-07-19
CTTAR	Retiro	31-12-19
Ventanas 2	Retiro	31-12-20
Ventanas 1	Retiro	29-12-21
U15	Retiro	01-07-22
U14	Retiro	01-07-22
Bocamina 2	Retiro	01-10-22
CTM 2	Retiro	01-01-25
CTM 1	Retiro	01-01-25
IEM	Reconversión	01-01-26
CTH	Reconversión	01-01-26
CTA	Reconversión	01-01-26
NTO 1	Retiro	01-01-26
NTO 2	Retiro	01-01-26
Campiche	Retiro	01-01-28
Nueva Ventanas	Retiro	01-01-29
Guacolda 1	Retiro	01-01-31
Guacolda 2	Retiro	01-01-31
Guacolda 3	Retiro	01-01-31
Guacolda 4	Retiro	01-01-31
Angamos II	Retiro	01-01-33
Angamos I	Retiro	01-01-33
Santa María	Retiro	01-01-33
Guacolda 5	Retiro	01-01-34
Cochrane 1	Retiro	01-01-35
Cochrane 2	Retiro	01-01-35

**Anexo B: Costos de combustibles**

*Tabla 12: Costos de combustibles.*

Año	Mes	Carbón [USD/ton]															Gas natural licuado (GNL) [USD/MMBTU]										Diesel [USD/m <sup>3</sup> ]	Fuel Oil [USD/m <sup>3</sup> ]	Gas argentino
		Andina/Hornitos	Angamos	Campiche/Nueva Ventanas	Cochrane	Guacolda 1	Guacolda 2	Guacolda 3	Guacolda 4	Guacolda 5	IEM	Mejillones	Nueva Tocopilla 1	Nueva Tocopilla 2	Santa María	Ventanas 2	Atacama	Candelaria	Kelar	Mejillones	Nehuenco	Nva. Renca	Quintero/San Isidro/Tocopilla	Colbún/Enel/GEME					
2023	5	359,4	374,4	373,3	359,4	397,1	412,9	350,6	363,5	333,1	366,6	382,6	362,2	373,5	381,2	373,8	7,6	7,8	8,8	7,9	7,3	7,3	6,9	932,5	535,9	6			
2023	6	294,3	306,7	305,8	294,4	325,3	338,2	287,1	297,8	272,9	300,3	313,4	296,7	305,9	312,2	306,2	7,6	7,8	8,8	7,9	7,3	7,3	6,9	942,1	545,2	10			
2023	7	265,8	276,9	276,2	265,9	293,7	305,4	259,3	268,9	246,4	271,2	283	267,9	276,3	282	276,5	7,8	8	9,1	8,2	7,5	7,5	7,2	949,2	552	10			
2023	8	212,6	221,5	220,9	212,6	234,9	244,2	207,4	215	197,1	216,9	226,3	214,3	220,9	225,5	221,1	7,9	8,2	9,2	8,3	7,7	7,7	7,3	949,2	552	10			
2023	9	195,6	203,7	203,2	195,6	216,1	224,7	190,8	197,8	181,3	199,5	208,2	197,1	203,2	207,4	203,4	8	8,3	9,4	8,5	7,8	7,8	7,4	956,3	558,9	10			
2023	10	196,2	204,4	203,9	196,3	216,8	225,5	191,4	198,5	181,9	200,2	208,9	197,8	204	208,2	204,1	8,1	8,4	9,5	8,5	7,9	7,9	7,5	956,3	558,9	8			
2023	11	195,7	203,9	203,4	195,8	216,3	224,9	190,9	198	181,4	199,7	208,4	197,3	203,4	207,6	203,6	8,4	8,8	10,1	8,9	8,3	8,3	7,9	963,4	565,7	8			
2023	12	190,5	198,4	197,9	190,5	210,5	218,9	185,8	192,7	176,6	194,3	202,8	192	198	202,1	198,1	8,8	9,2	10,6	9,4	8,7	8,8	8,3	970,5	572,6	8			
2024	1	198,2	206,5	205,9	198,2	219	227,7	193,3	200,5	183,7	202,2	211	199,7	206	210,2	206,1	8,8	9,2	10,6	9,4	8,7	8,8	8,4	970,5	572,6	8			
2024	2	197,2	205,5	204,9	197,3	217,9	226,6	192,4	199,5	182,8	201,2	210	198,8	205	209,2	205,2	8,7	9,1	10,4	9,2	8,5	8,6	8,2	977,6	579,4	5,7			
2024	3	195,8	204	203,5	195,9	216,4	225	191,1	198,1	181,5	199,8	208,5	197,4	203,5	207,8	203,7	8,6	8,9	10,3	9,1	8,4	8,5	8,1	984,7	586,3	5,8			
2024	4	194,7	202,8	202,3	194,7	215,1	223,7	189,9	197	180,5	198,6	207,3	196,2	202,4	206,5	202,5	8,3	8,7	9,9	8,8	8,1	8,2	7,8	984,7	586,3	5,8			
2024	5	193,6	201,6	201,1	193,6	213,9	222,4	188,8	195,8	179,4	197,5	206,1	195,1	201,2	205,3	201,3	8,4	8,7	10	8,9	8,2	8,3	7,9	984,7	586,3	5,8			
2024	6	193,9	202	201,5	194	214,3	222,8	189,2	196,2	179,8	197,8	206,5	195,4	201,5	205,7	201,7	8,5	8,8	10,1	9	8,3	8,3	7,9	984,7	586,3	5,8			
2024	7	194,3	202,5	201,9	194,4	214,7	223,3	189,6	196,6	180,1	198,2	206,9	195,9	202	206,1	202,1	8,7	9	10,4	9,2	8,5	8,6	8,2	991,8	593,1	5,9			
2024	8	194,7	202,8	202,3	194,7	215,1	223,7	189,9	196,9	180,5	198,6	207,3	196,2	202,4	206,5	202,5	8,9	9,3	10,8	9,5	8,8	8,9	8,4	991,8	593,1	5,9			
2024	9	195,4	203,6	203	195,5	215,9	224,5	190,6	197,7	181,1	199,4	208,1	197	203,1	207,3	203,3	9	9,4	10,9	9,5	8,8	8,9	8,5	991,8	593,1	5,9			
2024	10	196,1	204,3	203,7	196,1	216,7	225,3	191,3	198,3	181,8	200	208,8	197,6	203,8	208	203,9	8,9	9,2	10,7	9,4	8,7	8,8	8,4	998,9	600	6			
2024	11	196,8	205	204,5	196,8	217,5	226,1	192	199,1	182,4	200,8	209,5	198,4	204,5	208,8	204,7	8,9	9,3	10,8	9,5	8,8	8,9	8,5	998,9	600	6			
2024	12	195,5	203,6	203,1	195,5	216	224,6	190,7	197,7	181,2	199,4	208,1	197	203,2	207,4	203,3	9,1	9,4	11	9,6	8,9	9	8,6	998,9	600	6			
2025	1	190,3	198,2	197,1	190,3	210,3	218,6	185,6	192,5	176,4	194,1	202,6	191,8	197,8	201,9	197,9	8,8	9,2	10,6	9,3	8,7	8,7	8,3	1.013,5	614	6,1			

2025	2	185,1	192,8	192,3	185,1	204,3	212,7	180,6	187,2	171,6	188,8	197,1	186,6	192,4	196,4	192,5	8,8	9,1	10,5	9,3	8,6	8,7	8,3	1.013,9	614,5	6,1
2025	3	179,9	187,4	186,9	180	198,8	206,7	175,5	182	166,8	183,6	191,6	181,4	187	190,9	187,2	8,7	9,1	10,5	9,3	8,6	8,6	8,2	1.014,4	614,9	6,1
2025	4	174,7	182,1	181,5	174,8	193,1	200,8	170,5	176,8	162	178,3	186,1	176,1	181,6	185,4	181,8	8,7	9	10,4	9,2	8,5	8,6	8,2	1.014,9	615,4	6,1
2025	5	169,6	176,1	176,2	169,6	187,4	194,8	165,4	171,5	157,2	173	180,5	170,9	176,2	179,9	176,4	8,7	9	10,4	9,2	8,5	8,6	8,2	1.015,4	615,9	6,1
2025	6	164,4	171,3	170,8	164,4	181,6	188,9	160,4	166,3	152,4	167,7	175	165,7	170,9	174,4	171	8,6	9	10,3	9,1	8,5	8,5	8,1	1.015,9	616,4	6,1
2025	7	159,2	165,9	165,4	159,2	175,9	182,9	155,3	161	147,6	162,4	169,5	160,5	165,5	168,9	165,6	8,6	8,9	10,3	9,1	8,4	8,5	8,1	1.016,4	616,8	6,1
2025	8	154	160,5	160	154,1	170,2	177	150,3	155,8	142,8	157,1	164	155,2	160,1	163,4	160,2	8,6	8,9	10,2	9,1	8,4	8,4	8	1.017,4	617,3	6,1
2025	9	148,8	155,1	154,6	148,9	164,5	171	145,2	150,6	138	151,8	158,5	150	154,7	157,9	154,8	8,5	8,8	10,2	9	8,3	8,4	8	1.017,9	617,8	6,1
2025	10	143,7	149,7	149,3	143,7	158,7	165,1	140,1	145,3	133,2	146,6	153	144,8	149,3	152,4	149,4	8,5	8,8	10,1	9	8,3	8,3	7,9	1.018,4	618,3	6,1
2025	11	138,5	144,3	143,9	138,5	153	159,1	135,1	140,1	128,4	141,3	147,4	139,6	143,9	146,9	144	8,4	8,8	10	8,9	8,3	8,3	7,9	1.018,9	618,7	6,1
2025	12	133,3	138,9	138,5	133,3	147,3	153,2	130	134,8	123,6	136	141,9	134,4	138,5	141,4	138,7	8,4	8,7	10	8,9	8,2	8,3	7,9	1.019,4	619,2	6,1
2026	1	130,9	136,3	136	130,9	144,6	150,4	127,7	132,4	121,3	133,5	139,3	131,9	136	138,8	136,1	8,4	8,7	9,9	8,8	8,2	8,2	7,8	1.019,6	619,7	6,2
2026	2	128,4	133,8	133,4	128,5	141,9	147,6	125,3	129,9	119,1	131	136,8	129,5	133,5	136,2	133,6	8,4	8,7	9,9	8,8	8,2	8,2	7,8	1.019,9	619,9	6,2
2026	3	126	131,3	130,9	126	139,2	144,8	122,9	127,5	116,8	128,5	134,2	127	131	133,7	131,1	8,3	8,6	9,9	8,8	8,1	8,2	7,8	1.020,1	620,2	6,2
2026	4	123,6	128,7	128,4	123,6	136,5	142	120,5	125	114,6	126,1	131,6	124,6	128,4	131,1	128,5	8,3	8,6	9,9	8,8	8,1	8,2	7,8	1.020,4	620,4	6,2
2026	5	121,1	126,2	125,9	121,2	133,9	139,2	118,2	122,5	112,3	123,6	129	122,1	125,9	128,5	126	8,3	8,6	9,8	8,8	8,1	8,1	7,7	1.020,6	620,7	6,2
2026	6	118,7	123,7	123,3	118,7	131,2	136,4	115,8	120,1	110	121,1	126,4	119,7	123,4	125,9	123,5	8,3	8,6	9,8	8,7	8,1	8,1	7,7	1.020,9	620,9	6,2
2026	7	116,3	121,1	120,8	116,3	128,5	133,6	113,4	117,6	107,8	118,6	123,8	117,2	120,9	123,3	120,9	8,3	8,6	9,8	8,7	8,1	8,1	7,7	1.021,1	621,1	6,2
2026	8	113,8	118,6	118,3	113,9	125,8	130,8	111,1	115,2	105,5	116,1	121,2	114,7	118,3	120,8	118,4	8,2	8,5	9,7	8,7	8	8,1	7,7	1.021,4	621,4	6,2
2026	9	111,4	116,1	115,7	111,4	123,1	128	108,7	112,7	103,3	113,7	118,6	112,3	115,8	118,2	115,9	8,2	8,5	9,7	8,7	8	8	7,7	1.021,6	621,6	6,2
2026	10	109	113,5	113,2	109	120,4	125,2	106,3	110,2	101	111,2	116	109,8	113,3	115,6	113,4	8,2	8,5	9,7	8,7	8	8	7,6	1.021,9	621,9	6,2
2026	11	106,5	111	110,7	106,6	117,7	122,4	103,9	107,8	98,8	108,7	113,4	107,4	110,7	113	110,8	8,2	8,5	9,7	8,6	8	8	7,6	1.022,1	622,1	6,2
2026	12	104,1	108,5	108,2	104,1	115	119,6	101,6	105,3	96,5	106,2	110,9	104,9	108,2	110,4	108,3	8,2	8,5	9,6	8,6	8	8	7,6	1.022,4	622,4	6,2
2027	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,2	8,4	9,6	8,6	7,9	8	7,6	1.026,4	622,6	6,2
2028	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,1	8,4	9,5	8,5	7,9	7,9	7,5	1.030,7	626,5	6,2
2029	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,1	8,4	9,6	8,6	7,9	7,9	7,5	1.035,6	630,6	6,3

2030	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,2	8,5	9,7	8,7	8	8	7,6	1.039,5	635,3	6,3
2031	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,4	8,7	9,9	8,8	8,2	8,2	7,8	1.045,4	639,2	6,4
2032	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,5	8,8	10,2	9	8,3	8,4	8	1.045,4	644,8	6,4
2033	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,7	9,1	10,5	9,3	8,6	8,6	8,2	1.048,7	647,9	6,4
2034	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	8,9	9,3	10,7	9,4	8,7	8,8	8,4	1.053,5	652,7	6,5
2035	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	9	9,4	10,9	9,6	8,9	9	8,5	1.059,6	658,5	6,5
2036	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	9	9,4	10,9	9,6	8,9	9	8,6	1.063,8	662,6	6,6
2037	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	9,1	9,4	11	9,6	8,9	9	8,6	1.068,5	667,1	6,6
2038	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	9,2	9,6	11,2	9,8	9,1	9,2	8,8	1.072,3	670,7	6,7
2039	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	9,1	9,5	11	9,7	9	9,1	8,7	1.076,1	674,4	6,7
2040	1	94,4	98,3	98,1	94,4	104,3	108,5	92,1	95,5	87,5	96,3	100,5	95,1	98,1	100,1	98,2	9,3	9,7	11,3	9,9	9,2	9,3	8,8	1.079,8	678	6,7

## Anexo C: Obras de expansión de transmisión

**Tabla 13:** Obras candidatas consideradas en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET).

Fecha de entrada	Decreto CNE	Obras de ampliación/expansión	Comentario
Feb-24	N°373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA.	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Dic-23	N°422 del 09 de agosto 2017	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 580 2x580 MVA	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Sep-24	N°418, de 2017	Nueva Línea 2x220 Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Feb-26	N°418, de 2017	2x220 kV Nueva Línea Mataquito - Nueva Nirivilo - Nueva Cauquenes - Dichato - Hualqui	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
May-24	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Subestación Parinas	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Feb-25	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
May-23	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 1	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Mar-24	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 2	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Mar-24	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 3	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Ene-25	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 Lagunas - Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Jul-30	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Ciruelos, energizada en 220 kV	Obra es reemplazada según plan 2022 (preliminar)
Jul-30	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV	Obra es reemplazada según plan 2022 (preliminar)
Ene-25	N°4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Oct-25	N°293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 Ciruelos Cautín	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
Ene-32	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No14 2019)	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 3.000 MW	CNE considera agosto 2029 como fecha de inicio de operaciones
Abr-26	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No14 2019)	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Oct-24	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No14 2019)	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo	Fecha según ITP PET 2022 CNE
Feb-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada	Fecha según ITP PET 2022 CNE

<b>Feb-25</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra	Fecha según ITP PET 2022 CNE
<b>Ago-25</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco	Fecha según ITP PET 2022 CNE
<b>Ene-25</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco	Fecha según ITP PET 2022 CNE
<b>Ene-25</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro en S/E Frontera	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
<b>Ene-25</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Ampliación S/E Frontera	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
<b>Ene-25</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	Repotenciamiento línea 2x220 kV Frontera – María Elena - Kimal	Fecha según programación de la operación noviembre 2023
<b>Oct-23</b>	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No70 2020)	CER en S/E Maipo (- 200/+400 MVA)	Fecha según ITP PET 2022 CNE
<b>Dic-26</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Jun-25</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Dic-26</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Jun-25</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Dic-24</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	Fecha según ITP PET 2022 CNE
<b>Sep-25</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada 220	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Dic-26</b>	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No650 2022)	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Dic-25</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Jun-25</b>	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Jun-27</b>	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No650 2022)	Ampliación en S/E Parinas 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Jun-28</b>	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No650 2022)	Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Jul-29</b>	Plan 2022 preliminar	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ene-30</b>	Plan 2022 preliminar	Seccionamiento de línea 2x200 kV Mulchén - Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén - Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación

<b>Ene-30</b>	Plan 2022 preliminar	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ene-30</b>	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. No708 2022)	Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ene-30</b>	Plan 2022 preliminar	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ene-30</b>	Plan 2022 preliminar	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ago-27</b>	Plan 2022 preliminar	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas - Centella	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ene-30</b>	Plan 2022 preliminar	Nueva S/E Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación
<b>Ene-32</b>	Plan 2022 preliminar	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de trámites para licitación y adjudicación

## Anexo D: Planes de expansión obtenidos

*Tabla 14: Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso base A (en MW).*

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
BESS Ohiggins – 4 hrs						168	89	149	30	436	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs							221		105	326	NG
CAES Lagunas – 48 hrs							238		82	320	NG
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs							240		106	346	NG
BESS Tarapaca – 4 hrs	76	137		54	543	481	73			1.364	NG
BESS Quillagua – 4 hrs	81	163		223	152			14		633	NG
BESS Parinas – 4 hrs						169				169	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
BESS Nva. Zaldívar – 4 hrs						170	86	149	768	1.173	NG
BESS Los Changos 500 – 4 hrs						173	94	144	17	428	NG
BESS Los Changos 220 – 4 hrs						165	107	126	33	431	NG
BESS Lagunas – 4 hrs	76	145					60	133	43	457	NG
BESS Laberinto-El Cobre – 4 hrs						167	91	153	16	427	NG
ESS Socompa				40						40	NG
BESS Chacaya – 4 hrs						169	93	142	29	433	NG
BESS Kapatur – 4 hrs						172	88	157	22	439	NG
BESS Crucero-Encuentro – 4 hrs						166	97	171	23	457	NG
BESS Collahuasi – 4 hrs				494	1.519	18	57		19	2.107	NG
BESS Atacama – 4 hrs						167	100	147	25	439	NG
CAES Cardones – 48 hrs							209		22	231	NC
BESS Punta Colorada – 4 hrs		123	76	3			8			210	NC
BESS Cardones – 4 hrs		224	15	518			1.241		0	1.998	NC
CAES Cumbre – 48 hrs							215		19	234	NC
BESS Pan de Azúcar – 4 hrs								40		40	NC
CAES Maitencillo – 48 hrs							111		71	182	NC
CAES Pan de Azúcar – 48 hrs									147	147	NC
BESS Maitencillo – 4 hrs		231	1	502						734	NC
BESS Cumbre – 4 hrs		230	12	525			1.118			1.885	NC
BESS Las Palmas – 4 hrs					133					133	NC
BESS Diego de Almagro – 4 hrs		235	2	518			951			1.706	NC
BESS Ancoa 220 – 4 hrs									158	158	ZC
BESS Tinguiririca – 4 hrs								70	26	96	ZC
BESS Cerro Navia-Lo Aguirre – 4 hrs									162	162	ZC
BESS Itahue – 4 hrs								36	55	91	ZC
BESS Quillota – 4 hrs									163	163	ZC
BESS Polpaico – 4 hrs									162	162	ZC
BESS Colbún 220 – 4 hrs									163	163	ZC
BESS Nogales – 4 hrs									167	167	ZC
BESS Alto Jahuel – 4 hrs									157	157	ZC
BESS Temuco-Cautín – 4 hrs						17			136	153	ZC
BESS Rahue – 4 hrs				16				2	125	143	ZC
BESS Valdivia-Ciruelos – 4 hrs				3		15			136	154	ZC
BESS Puerto Montt – 4 hrs				34		54		32	33	153	ZC
BESS Pichirropulli – 4 hrs				3		15			148	166	ZC
BESS Charrúa – 4 hrs									152	152	ZC
BESS Río Malleco – Mulchen – 4 hrs						18			141	159	ZC
<b>Total</b>	<b>345</b>	<b>1.488</b>	<b>106</b>	<b>2.933</b>	<b>2.347</b>	<b>2.304</b>	<b>5.587</b>	<b>1.665</b>	<b>3.661</b>	<b>20.436</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>345</b>	<b>1.833</b>	<b>1.939</b>	<b>4.872</b>	<b>7.219</b>	<b>9.523</b>	<b>15.110</b>	<b>16.775</b>	<b>20.436</b>		

**Tabla 15:** Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso sensibilidad A (en MW).

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
BESS Ohiggins – 4 hrs						124	60	219	35	438	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs							260		74	334	NG
CAES Lagunas – 48 hrs							278		61	339	NG
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs							288		79	367	NG
BESS Tarapaca – 4 hrs				360	556		480			1.396	NG
BESS Quillagua – 4 hrs		58		424	249		0			731	NG
BESS Parinas – 4 hrs						132				132	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
BESS Nva. Zaldívar – 4 hrs						125	59	217	1.168	1.569	NG
BESS Los Changos 500 – 4 hrs						131	56	215	24	426	NG
BESS Los Changos 220 – 4 hrs						128	61	207	44	440	NG
BESS Lagunas – 4 hrs						139	56	213	43	451	NG
BESS Laberinto-El Cobre – 4 hrs						125	61	208	57	451	NG
ESS Socompa				40						40	NG
BESS Chacaya – 4 hrs						124	68	209	34	435	NG
BESS Kapatur – 4 hrs						129	58	228	33	448	NG
BESS Crucero-Encuentro – 4 hrs						122	69	234	35	460	NG
BESS Collahuasi – 4 hrs				512	929		627		41	2.109	NG
BESS Atacama – 4 hrs						126	67	215	37	445	NG
CAES Cardones – 48 hrs							153			153	NC
BESS Punta Colorada – 4 hrs		125	66	6	210					407	NC
BESS Cardones – 4 hrs		172	37	250	350		977			1.786	NC
CAES Cumbre – 48 hrs							153			153	NC
BESS Pan de Azúcar – 4 hrs					45					45	NC
CAES Maitencillo – 48 hrs							67			67	NC
CAES Pan de Azúcar – 48 hrs									172	172	NC
BESS Maitencillo – 4 hrs		172	32	234	352					790	NC
BESS Cumbre – 4 hrs		175	28	255	347		919			1.724	NC
BESS Las Palmas – 4 hrs					98	0				98	NC
BESS Diego de Almagro – 4 hrs		175	32	261	331		781			1.580	NC
BESS Ancoa 220 – 4 hrs									105	105	ZC
BESS Tinguiririca – 4 hrs						22		17	106	145	ZC
BESS Cerro Navía-Lo Aguirre – 4 hrs									108	108	ZC
BESS Itahue – 4 hrs						23		15	103	141	ZC
BESS Quillota – 4 hrs									110	110	ZC
BESS Polpaico – 4 hrs									111	111	ZC
BESS Colbún 220 – 4 hrs									108	108	ZC
BESS Nogales – 4 hrs									109	109	ZC
BESS Alto Jahuel – 4 hrs									111	111	ZC
BESS Temuco-Cautín – 4 hrs					8				258	266	ZS
BESS Rahue – 4 hrs				12	3				155	170	ZS
BESS Valdivia-Ciruelos – 4 hrs					9	1		5	96	111	ZS
BESS Puerto Montt – 4 hrs					38	2		11	129	180	ZS
BESS Pichirropulli – 4 hrs					8			9	98	115	ZS
BESS Charrúa – 4 hrs									112	112	ZS
BESS Río Malleco - Mulchen – 4 hrs					8				258	266	ZS
<b>Total</b>	<b>112</b>	<b>877</b>	<b>195</b>	<b>2.354</b>	<b>3.541</b>	<b>1.453</b>	<b>5.598</b>	<b>2.222</b>	<b>4.014</b>	<b>20.366</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>112</b>	<b>989</b>	<b>1.184</b>	<b>3.538</b>	<b>7.079</b>	<b>8.532</b>	<b>14.130</b>	<b>16.352</b>	<b>20.366</b>		

**Tabla 16: Plan de expansión obtenido en el caso base B (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas - Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Parinas 220 kV – Likanantai 220 kV		750								750	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Parinas – Lo Aguirre BESS			977							977	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV							239	636	725	1.591	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV			183					172		355	NC
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV							34			34	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>1.160</b>	<b>1.552</b>	<b>4.500</b>	<b>0</b>	<b>264</b>	<b>808</b>	<b>725</b>	<b>11.207</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>3.410</b>	<b>4.910</b>	<b>9.410</b>	<b>9.410</b>	<b>9.674</b>	<b>10.482</b>	<b>11.207</b>		

Leyenda

Infraestructura existente	Nueva infraestructura	Enlace HVDC	Control de flujo	Recableado de conductores
---------------------------	-----------------------	-------------	------------------	---------------------------

**Tabla 17: Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso base B (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
ESS Socompa				40						40	NG
BESS Parinas – 4 hrs						254				254	NG
BESS Ohiggins – 4 hrs						252	134	223	45	654	NG
BESS Nva. Zaldívar – 4 hrs						255	129	224	1.153	1.761	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
BESS Los Changos 500 – 4 hrs						260	142	216	26	644	NG
BESS Los Changos 220 – 4 hrs						248	161	190	50	649	NG
BESS Lagunas – 4 hrs	114	217					90	200	65	686	NG
BESS Laberinto-El Cobre – 4 hrs						251	136	229	24	640	NG
BESS Quillagua – 4 hrs	122	244		335	228			22		951	NG
BESS Kapatur – 4 hrs						258	132	236	33	659	NG
BESS Crucero-Encuentro – 4 hrs						249	146	256	35	686	NG
BESS Collahuasi – 4 hrs				741	2.279	28	86		29	3.163	NG
BESS Tarapaca – 4 hrs	114	206		81	815	721	109			2.046	NG
BESS Chacaya – 4 hrs						254	139	213	44	650	NG
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs							5			5	NG
BESS Atacama – 4 hrs						251	150	221	38	660	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs							3			3	NG
BESS Diego de Almagro – 4 hrs		352	4	777			1.426			2.559	NC
BESS Las Palmas – 4 hrs					200					200	NC
BESS Maitencillo – 4 hrs		346	2	753						1.101	NC
BESS Cardones – 4 hrs		337	22	777			1.862			2.998	NC
BESS Pan de Azúcar – 4 hrs								60		60	NC
BESS Cumbre – 4 hrs		346	18	788			1.677			2.829	NC
BESS Punta Colorada – 4 hrs		185	114	5			12			316	NC
BESS Quillota – 4 hrs									245	245	ZC
BESS Tinguiririca – 4 hrs								105	39	144	ZC
BESS Alto Jahuel – 4 hrs									235	235	ZC
BESS Polpaico – 4 hrs									243	243	ZC
BESS Itahue – 4 hrs								54	83	137	ZC
BESS Colbún 220 – 4 hrs									245	245	ZC
BESS Cerro Navia-Lo Aguirre – 4 hrs									244	244	ZC
BESS Ancoa 220 – 4 hrs									238	238	ZC
BESS Nogales – 4 hrs									251	251	ZC
BESS Pichirropulli – 4 hrs				5		23			222	250	ZS
BESS Rahue – 4 hrs				24				3	187	214	ZS
BESS Río Malleco - Mulchen – 4 hrs						27			212	239	ZS
BESS Temuco-Cautín – 4 hrs						26			204	230	ZS
BESS Charrúa – 4 hrs									229	229	ZS
BESS Valdivia-Ciruelos – 4 hrs				5		23			205	233	ZS
BESS Puerto Montt – 4 hrs				51		81		48	49	229	ZS
<b>Total</b>	<b>462</b>	<b>2.233</b>	<b>160</b>	<b>4.382</b>	<b>3.522</b>	<b>3.461</b>	<b>6.539</b>	<b>2.500</b>	<b>4.673</b>	<b>27.932</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>462</b>	<b>2.695</b>	<b>2.855</b>	<b>7.237</b>	<b>10.759</b>	<b>14.220</b>	<b>20.759</b>	<b>23.259</b>	<b>27.932</b>		

**Tabla 18: Plan de expansión obtenido en el caso sensibilidad B (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Lagunas 220 kV – Kimal 220 kV	199									199	NG
María Elena – Crucero-Encuentro 1	88				73				24	185	NG
Parinas 220 kV – Likanantai 220 kV		750								750	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV		1.448	81	229			872		401	3.031	NG-ZC
Las Palmas – Punta Sierra 1				65	57					122	NC
Maitencillo – Punta Colorada 220 kV									139	139	NC
Punta Colorada – Pan de Azúcar 220 kV									88	88	NC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV		234					57	257	21	569	NC
Nva. Pan de Azúcar 500 kV – Polpaico 500 kV				21						21	NC-ZC
Itahue – Ancoa 1			381	240	49			86	15	101	ZC
Ancoa 500 kV – Nva. Charrúa 500 kV							74			74	ZC-ZS
Rahue – Pichirropulli 1			91			10				101	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV		692	626							1.318	ZS
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV			355	132	34	69				590	ZS
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	6	157	1.136							1.299	ZS
<b>Total</b>	<b>293</b>	<b>4.781</b>	<b>2.289</b>	<b>1.947</b>	<b>4.664</b>	<b>79</b>	<b>1.003</b>	<b>343</b>	<b>688</b>	<b>16.087</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>293</b>	<b>5.074</b>	<b>7.363</b>	<b>9.310</b>	<b>13.974</b>	<b>14.053</b>	<b>15.056</b>	<b>15.399</b>	<b>16.087</b>		

**Tabla 19: Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso sensibilidad B (en MW).**

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
ESS Socompa				40						40	NG
BESS Lagunas – 4 hrs						209	85	320	64	678	NG
BESS Laberinto-El Cobre – 4 hrs						188	91	313	86	678	NG
BESS Kapatutur – 4 hrs						194	88	342	49	673	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
BESS Nva. Zaldívar – 4 hrs						187	89	325	1.753	2.354	NG
BESS Ohiggins – 4 hrs						187	91	329	53	660	NG
BESS Crucero-Encuentro – 4 hrs						183	104	351	52	690	NG
BESS Collahuasi – 4 hrs				768	1.394		940		61	3.163	NG
BESS Parinas – 4 hrs						199				199	NG
BESS Chacaya – 4 hrs						186	102	313	51	652	NG
BESS Quillagua – 4 hrs		87		637	374		1			1.099	NG
BESS Atacama – 4 hrs						189	101	323	56	669	NG
BESS Tarapaca – 4 hrs				541	835		720			2.096	NG
BESS Los Changos 500 – 4 hrs						196	84	323	36	639	NG
BESS Los Changos 220 – 4 hrs						193	92	311	66	662	NG
BESS Pan de Azúcar – 4 hrs					67					67	NC
BESS Punta Colorada – 4 hrs		188	99	9	315					611	NC
BESS Maitencillo – 4 hrs		258	48	352	529					1.187	NC
BESS Diego de Almagro – 4 hrs		263	48	391	497		1.172			2.371	NC
BESS Cumbre – 4 hrs		263	42	383	520		1.378			2.586	NC
BESS Cardones – 4 hrs		259	55	375	526		1.466			2.681	NC
BESS Las Palmas – 4 hrs					148					148	NC
BESS Itahue – 4 hrs						35		22	155	212	ZC
BESS Tinguiririca – 4 hrs						33		25	160	218	ZC
BESS Ancoa 220 – 4 hrs									158	158	ZC
BESS Quillota – 4 hrs									165	165	ZC
BESS Cerro Navia-Lo Aguirre – 4 hrs									162	162	ZC
BESS Polpaico – 4 hrs									166	166	ZC
BESS Colbún 220 – 4 hrs									162	162	ZC
BESS Nogales – 4 hrs									164	164	ZC
BESS Alto Jahuel – 4 hrs									167	167	ZC
BESS Pichirropulli – 4 hrs					12			14	147	173	ZS
BESS Charrúa – 4 hrs									168	168	ZS
BESS Rahue – 4 hrs				18	5				233	256	ZS
BESS Río Malleco - Mulchen – 4 hrs					12				388	400	ZS

Planificación de la expansión de la transmisión 2024-2040

BESS Temuco-Cautín – 4 hrs					12				388	400	ZS
BESS Valdivia-Ciruelos – 4 hrs					13	1		8	144	166	ZS
BESS Puerto Montt – 4 hrs					57	3		17	194	271	ZS
<b>Total</b>	<b>112</b>	<b>1.318</b>	<b>292</b>	<b>3.514</b>	<b>5.316</b>	<b>2.183</b>	<b>6.604</b>	<b>3.336</b>	<b>5.448</b>	<b>28.123</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>112</b>	<b>1.430</b>	<b>1.722</b>	<b>5.236</b>	<b>10.552</b>	<b>12.735</b>	<b>19.339</b>	<b>22.675</b>	<b>28.123</b>		

*Tabla 20: Plan de expansión obtenido en el caso base C (en MW).*

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Parinas 220 kV – Likanantai 220 kV		750								750	NG
Parinas 500 kV – Nva. Zaldívar 220 kV									195	195	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Parinas – Lo Aguirre BESS			1.000							1.000	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV							214	853	325	1.392	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV			180				28	174		382	NC
Nva. Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500 kV				52						52	NC-ZC
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV							175	205		380	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV							181			181	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>1.180</b>	<b>1.552</b>	<b>4.500</b>	<b>0</b>	<b>598</b>	<b>1.232</b>	<b>520</b>	<b>11.832</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>3.430</b>	<b>4.982</b>	<b>9.482</b>	<b>9.482</b>	<b>10.080</b>	<b>11.312</b>	<b>11.932</b>		

*Tabla 21: Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso base C (en MW).*

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
BESS Parinas – 4 hrs						84				84	NG
bombeo Crucero-Encuentro							5			5	NG
ESS Socompa				40						40	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs							144			144	NG
CAES Lagunas – 48 hrs							638			638	NG
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs							147			147	NG
BESS Tarapaca – 4 hrs	38	68		27	271	240	36			680	NG
BESS Quillagua – 4 hrs	40	81		111	76			7		315	NG
BESS Ohiggins – 4 hrs						84	44	74	15	217	NG
BESS Nva. Zaldívar – 4 hrs						85	43	74	384	586	NG
BESS Los Changos 500 – 4 hrs						86	47	72	8	213	NG
BESS Los Changos 220 – 4 hrs						82	53	63	16	214	NG
BESS Lagunas – 4 hrs	38	72					30	66	21	227	NG
bombeo Los Changos 500							5			5	NG
BESS Kapatour – 4 hrs						86	44	78	11	219	NG
BESS Chacaya – 4 hrs						84	46	71	14	215	NG
BESS Laberinto-El Cobre – 4 hrs						83	45	76	8	212	NG
BESS Collahuasi – 4 hrs				247	759	9	28		9	1.052	NG
BESS Crucero-Encuentro – 4 hrs						83	48	85	11	227	NG
BESS Atacama – 4 hrs						83	50	73	12	218	NG
BESS Cumbre – 4 hrs		115	6	262			559			942	NC
BESS Maitencillo – 4 hrs		115	0	251						366	NC
BESS Pan de Azúcar – 4 hrs								20		20	NC
bombeo Cumbre							472			472	NC
CAES Cumbre – 48 hrs							14	141	93	248	NC
BESS Cardones – 4 hrs		112	7	259			620			998	NC
CAES Pan de Azúcar – 48 hrs									317	317	NC
BESS Punta Colorada – 4 hrs		61	38	1			4			104	NC
BESS Diego de Almagro – 4 hrs		117	1	259			475			852	NC
CAES Maitencillo – 48 hrs							13	128		141	NC
BESS Las Palmas – 4 hrs					66					66	NC
bombeo Cardones							502			502	NC
CAES Cardones – 48 hrs							2	164	83	249	NC
BESS Cerro Navía-Lo Aguirre – 4 hrs									81	81	ZC

BESS Ancoa 220 – 4 hrs									79	79	ZC
BESS Alto Jahuel – 4 hrs									78	78	ZC
BESS Tinguiririca – 4 hrs								35	13	48	ZC
BESS Colbún 220 – 4 hrs									81	81	ZC
BESS Quillota – 4 hrs									81	81	ZC
BESS Polpaico – 4 hrs									81	81	ZC
BESS Nogales – 4 hrs									83	83	ZC
BESS Itahue – 4 hrs								18	27	45	ZC
BESS Charrúa – 4 hrs									76	76	ZS
BESS Temuco-Cautín – 4 hrs					8				68	76	ZS
BESS Rahue – 4 hrs				8				1	62	71	ZS
BESS Puerto Montt – 4 hrs				17		27		16	16	76	ZS
BESS Pichirropulli – 4 hrs				1		7			74	82	ZS
BESS Valdivia-Ciruelos – 4 hrs				1		7			68	76	ZS
BESS Río Malleco - Mulchen – 4 hrs						9			70	79	ZS
<b>Total</b>	<b>228</b>	<b>741</b>	<b>52</b>	<b>1.484</b>	<b>1.172</b>	<b>1.147</b>	<b>4.114</b>	<b>1.262</b>	<b>2.040</b>	<b>12.240</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>228</b>	<b>969</b>	<b>1.021</b>	<b>2.505</b>	<b>3.677</b>	<b>4.824</b>	<b>8.938</b>	<b>10.200</b>	<b>12.240</b>		

**Tabla 22:** Plan de expansión obtenido en el caso sensibilidad C (en MW).

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Lagunas 220 kV – Kimal 220 kV	202									202	NG
María Elena – Crucero – Encuentro 1	94				75			18		187	NG
Parinas 220 kV – Likantantai 220 kV		750								750	NG
Parinas 500 kV – Nva. Zaldívar 220 kV									294	294	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV		1.464					396	498		2.358	NG-ZC
Las Palmas – Punta Sierra 1				371	24					395	NC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV		174						188		362	NC
Itahue – Ancoa 1								20	48	68	ZC
Ancoa 500 kV – Nva. Charrúa 500 kV						13	142	199		354	ZC-ZS
Rahue – Pichirropulli 1				90	16	98				204	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV			381	240	49					670	ZS
Nva. Charrúa 500 – Río Malleco 500 kV		684	639							1.323	ZS
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	6	154	1.082	180						1.422	ZS
<b>Total</b>	<b>302</b>	<b>4.726</b>	<b>2.102</b>	<b>2.381</b>	<b>4.664</b>	<b>111</b>	<b>538</b>	<b>923</b>	<b>342</b>	<b>16.089</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>302</b>	<b>5.028</b>	<b>7.130</b>	<b>9.511</b>	<b>14.175</b>	<b>14.286</b>	<b>14.824</b>	<b>15.747</b>	<b>16.089</b>		

**Tabla 23:** Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso sensibilidad C (en MW).

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
BESS Parinas – 4 hrs						66				66	NG
bombeo Crucero-Encuentro							21			21	NG
ESS Socompa				40						40	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs							166	111		277	NG
CAES Lagunas – 48 hrs							180	120		300	NG
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs							176	118		294	NG
BESS Tarapaca – 4 hrs				180	278		240			698	NG
BESS Quillagua – 4 hrs		29		212	124		0			365	NG
BESS Ohiggins – 4 hrs						62	30	109	17	218	NG
BESS Nva. Zaldívar – 4 hrs						62	29	108	584	783	NG
BESS Los Changos 500 – 4 hrs						65	28	107	12	212	NG
BESS Los Changos 220 – 4 hrs						64	30	103	22	219	NG
BESS Lagunas – 4 hrs						69	28	106	21	224	NG
bombeo Los Changos 500							22			22	NG
BESS Kapatur – 4 hrs						64	29	114	16	223	NG
BESS Chacaya – 4 hrs						62	34	104	17	217	NG
BESS Laberinto-El Cobre – 4 hrs						62	30	104	28	224	NG

BESS Collahuasi – 4 hrs				256	464		313		20	1.053	NG
BESS Crucero-Encuentro – 4 hrs						61	34	117	17	229	NG
BESS Atacama – 4 hrs						63	33	107	18	221	NG
BESS Punta Colorada – 4 hrs		62	33	3	105					203	NC
CAES Maitencillo – 48 hrs							109			109	NC
BESS Cardones – 4 hrs		86	18	125	175		488			892	NC
bombeo Cumbre							462			462	NC
BESS Pan de Azúcar – 4 hrs					22					22	NC
BESS Cumbre – 4 hrs		87	14	127	173		459			860	NC
bombeo Cardones							467			467	NC
BESS Maitencillo – 4 hrs		86	16	117	176					395	NC
BESS Diego de Almagro – 4 hrs		87	16	130	165		390			788	NC
BESS Las Palmas – 4 hrs					49					49	NC
CAES Cumbre – 48 hrs							171	156		327	NC
CAES Cardones – 48 hrs							171	156		327	NC
BESS Cerro Navia-Lo Aguirre – 4 hrs									54	54	ZC
BESS Ancoa 220 – 4 hrs									52	52	ZC
BESS Alto Jahuel – 4 hrs									55	55	ZC
BESS Colbún 220 – 4 hrs									54	54	ZC
BESS Quillota – 4 hrs									55	55	ZC
BESS Polpaico – 4 hrs									55	55	ZC
BESS Nogales – 4 hrs									54	54	ZC
BESS Itahue – 4 hrs						11		7	51	69	ZC
BESS Tinguiririca – 4 hrs						11		8	53	72	ZC
BESS Valdivia-Ciruelos – 4 hrs					4	0		2	48	54	ZS
BESS Temuco-Cautín – 4 hrs					4				129	133	ZS
BESS Charrúa – 4 hrs									56	56	ZS
BESS Río Malleco - Mulchen – 4 hrs					4				129	133	ZS
BESS Puerto Montt – 4 hrs					19	1		5	64	89	ZS
BESS Pichirropulli – 4 hrs					4			4	49	57	ZC
BESS Rahue – 4 hrs				6	1				77	84	ZS
<b>Total</b>	<b>112</b>	<b>437</b>	<b>97</b>	<b>1.196</b>	<b>1.767</b>	<b>723</b>	<b>4.140</b>	<b>1.766</b>	<b>1.807</b>	<b>12.045</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>112</b>	<b>549</b>	<b>646</b>	<b>1.842</b>	<b>3.609</b>	<b>4.332</b>	<b>8.472</b>	<b>10.238</b>	<b>12.045</b>		

Tabla 24: Plan de expansión obtenido en el caso base D (en MW).

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Parinas 220 kV – Likanantai 220 kV		750								750	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Parinas – Lo Aguirre BESS			1.000							1.000	NG-ZC
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV							260	760	921	1.941	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV			196				46	239		481	NC
Nva. Pan de Azúcar 500 kV – Polpaico 500 kV				71					29	100	NC-ZC
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV		140		1.500				152		1.500	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV							141	117	221	479	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV							301			301	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>1.196</b>	<b>1.571</b>	<b>4.500</b>	<b>0</b>	<b>748</b>	<b>1.116</b>	<b>9.517</b>	<b>12.552</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>3.446</b>	<b>5.017</b>	<b>9.517</b>	<b>9.517</b>	<b>10.265</b>	<b>11.381</b>	<b>12.552</b>		

Tabla 25: Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso base D (en MW).

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs									331	331	NG
CAES Lagunas – 48 hrs							742			742	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs									312	312	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
ESS Socompa				40						40	NG
bombeo Crucero-Encuentro								129		129	NG
bombeo Los Changos 500								131		131	NG

CAES Cardones – 48 hrs							34	241	36	311	NC
CAES Cumbre – 48 hrs							136	121	40	297	NC
CAES Maitencillo – 48 hrs							12	185	178	375	NC
CAES Pan de Azúcar – 48 hrs									247	247	NC
bombeo Cardones							593	1		594	NC
bombeo Cumbre							595			595	NC
<b>Total</b>	<b>112</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>40</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.112</b>	<b>808</b>	<b>1.144</b>	<b>4.216</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>112</b>	<b>112</b>	<b>112</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>2.264</b>	<b>3.072</b>	<b>4.216</b>		

*Tabla 26: Plan de expansión obtenido en el caso sensibilidad D (en MW).*

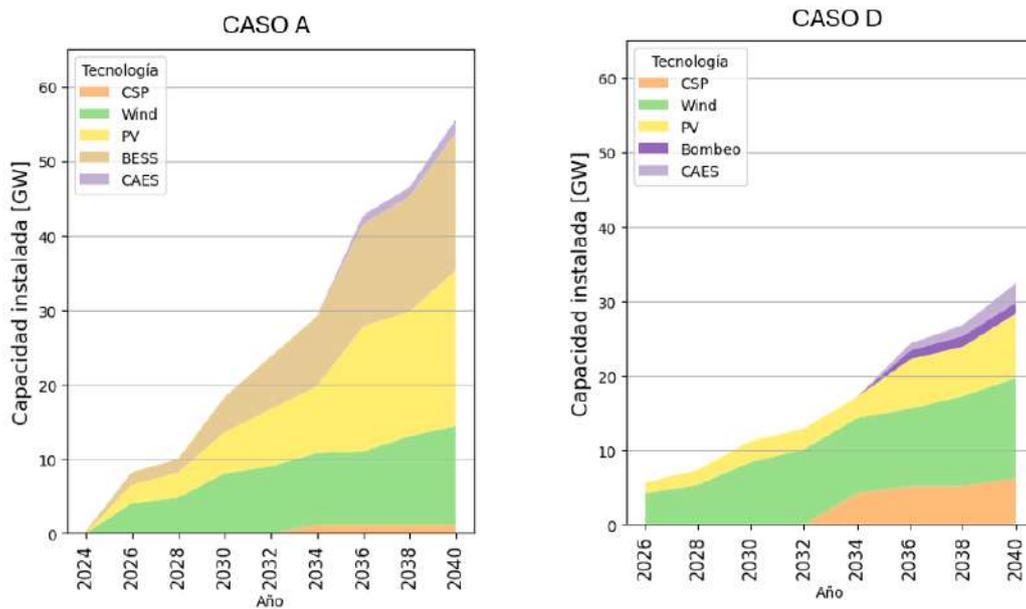
Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
María Elena – Crucero – Encuentro 1	94				84			12		190	NG
Parinas 220 kV – Likanantai 220 kV		750								750	NG
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Lagunas 220 kV – Kimal 220 kV	229									229	NG
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV		1.493					217	525	724	2.959	NG-ZC
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Las Palmas – Punta Sierra 1				373	36					409	NC
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV		140					10	248	121	519	NC
Nva. Pan de Azúcar 500 kV – Polpaico 500 kV									100	100	NC-ZC
Alto Jahuel – Tinguiririca 1									3	3	ZC
Itahue – Ancoa 1								50	85	135	ZC
Ancoa 500 kV – Nva. Charrúa 500 kV					21		270	80		371	ZC-ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV			338	212	59	93				702	ZS
Rahue – Pichirropulli 1				185	154	51				390	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV		691	684					30	153	1.558	ZS
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	6	156	1.057	232						1.451	ZS
<b>Total</b>	<b>329</b>	<b>4.730</b>	<b>2.079</b>	<b>2.502</b>	<b>4.854</b>	<b>144</b>	<b>497</b>	<b>945</b>	<b>1.186</b>	<b>17.266</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>329</b>	<b>5.059</b>	<b>7.138</b>	<b>9.640</b>	<b>14.494</b>	<b>14.638</b>	<b>15.135</b>	<b>16.080</b>	<b>17.266</b>		

*Tabla 27: Plan de expansión de almacenamiento obtenido en el caso sensibilidad D (en MW).*

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
CAES Crucero-Encuentro – 48 hrs							18	250	104	372	NG
CAES Lagunas – 48 hrs							776	63		839	NG
CAES Los Changos 500 – 48 hrs							14	247	93	354	NG
ESS ANDES 2B FV	112									112	NG
ESS Socompa				40						40	NG
bombeo Crucero-Encuentro							12	102		114	NG
bombeo Los Changos 500							24	92		116	NG
CAES Cardones – 48 hrs – 48 hrs							4	69		73	NC
CAES Cumbre – 48 hrs							10	70		80	NC
CAES Maitencillo – 48 hrs							11	121	422	554	NC
CAES Pan de Azúcar – 48 hrs									161	161	NC
bombeo Cardones							645			645	NC
bombeo Cumbre							601			601	NC
<b>Total</b>	<b>112</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>40</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.115</b>	<b>1.014</b>	<b>780</b>	<b>4.061</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>112</b>	<b>112</b>	<b>112</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>2.267</b>	<b>3.281</b>	<b>4.061</b>		

**Tabla 28:** Plan de expansión obtenido para el caso 2 del análisis de arrepentimiento.

Nombre	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	Total	Zona
Lagunas – Kimal 500 kV		1.500								1.500	NG
Parinas 220 kV – Likantantai 220 kV		750								750	NG
HVDC Kimal – Lo Aguirre					3.000					3.000	NG-ZC
Parinas – Lo Aguirre BESS			444							444	NG-ZC
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV			94							94	NC
Alto Jahuel 500 kV – Ancoa 500 kV								51		51	ZC
Ancoa 500 kV – Nva. Charrúa 500 kV							506	93		599	ZC-ZS
Entre Ríos – Río Malleco 500 kV				1.500						1.500	ZS
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV							748	150	188	1.086	ZS
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV							222			222	ZS
Río Malleco – Pichirropulli 500 kV					1.500					1.500	ZS
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>538</b>	<b>1.500</b>	<b>4.500</b>	<b>0</b>	<b>1.476</b>	<b>294</b>	<b>188</b>	<b>10.746</b>	
<b>Acumulado</b>	<b>0</b>	<b>2.250</b>	<b>2.788</b>	<b>4.288</b>	<b>8.788</b>	<b>8.788</b>	<b>10.264</b>	<b>10.558</b>	<b>10.746</b>		



**Fig. 24:** Expansión de la generación y almacenamiento para los casos A y D.

## Anexo E: Costos de inversión de obras de transmisión

**Tabla 29: Costos totales del Plan de expansión obtenido en el caso base A.**

Nombre	Año	Distancia [km]	Costo inversión [USD/KW]	Inversión [MW]	Costo total [MM USD]
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV	2036	165	114	164	19
Nva. Pan de Azúcar 500 kV – Polpaico 500 kV	2030	414	243	76	19
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV	2036	1.143	465	227	105
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV	2038	1.143	465	998	464
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV	2040	1.143	465	139	65
Parinas 500 – Nva. Zaldívar 220 kV	2040	123	40	210	8
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV	2028	188	136	218	30
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV	2038	188	136	112	15
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV	2036	76	81	148	12
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV	2038	76	81	4	0
Parinas – Lo Aguirre BESS	2028	1.112	400	1.000	400
<b>Total</b>	-	-	-	<b>3.297</b>	<b>1.137</b>

**Tabla 30: Costos totales del Plan de expansión obtenido en el caso sensibilidad A.**

Nombre	Año	Distancia [km]	Costo inversión [USD/KW]	Inversión [MW]	Costo total [MM USD]
Lagunas 220 kV – Kimal 220 kV	2024	187	125	303	38
Las Palmas – Punta Sierra 1	2030	20	94	371	35
Las Palmas – Punta Sierra 1	2032	20	94	1	0
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV	2028	165	114	530	60
Pichirropulli 500 kV – Nva. Puerto Montt 500 kV	2030	165	114	59	7
Rahue – Pichirropulli 1	2028	56	210	30	6
Rahue – Pichirropulli 1	2030	56	210	65	14
Rahue – Pichirropulli 1	2034	56	210	146	31
Itahue – Ancoa 1	2038	69	193	20	4
Itahue – Ancoa 1	2040	69	193	30	6
Ancoa 500 kV – Nva. Charrúa 500 kV	2038	205	149	231	34
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	2024	323	196	7	1
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	2026	323	196	203	40
Río Malleco 500 kV – Pichirropulli 500 kV	2028	323	196	1.227	240
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV	2026	1.143	465	1.610	748
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV	2036	1.143	465	207	96
Parinas 500 kV – Alto Jahuel 500 kV	2038	1.143	465	713	332
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV	2026	188	136	141	19
Nva. Maitencillo 500 kV – Nva. Pan de Azúcar 500 kV	2038	188	136	152	21
Parinas 500 kV – Nva. Zaldívar 220 kV	2040	123	40	42	2
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV	2026	76	81	762	62
Nva. Charrúa 500 kV – Río Malleco 500 kV	2028	76	81	638	52
<b>Total</b>	-	-	-	<b>7.491</b>	<b>1.847</b>