



**CAPÍTULO 2  
ENERGÍA  
IDS 2026-2035**



**CAPÍTULO 2**  
**ENERGÍA**  
**IDS 2026-2035**

# Abreviaturas

<b>SIGLA</b>	<b>DEFINICIÓN</b>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CLP	Pesos chilenos
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
ECLP	Estrategia Climática de Largo Plazo
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatios-hora
H <sub>2</sub> V	Hidrógeno verde
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IDS	Infraestructura para el Desarrollo Sostenible
IPT	Instrumentos de Planificación Territorial
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
kV	Kilovoltios
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatio-hora
LGUC	Ley General de Urbanismo y Construcciones
USD MM	Millones de dólares estadounidenses
MtonCO <sub>2</sub> eq	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
MVA	Megavoltio-amperio
MW	Megavatios
MWh	Megavatios-hora
NDC	Contribuciones Nacionales Determinadas
NH <sub>3</sub>	Amoniaco
NO <sub>x</sub>	Óxidos de nitrógeno
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PES	Puesta en Servicio
PMGD	Pequeños medios de generación distribuida
PRC	Plan Regulador Comunal
PRIBCA	Plan Regulador Intercomunal Borde Costero de Antofagasta
RM	Región Metropolitana
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SEA	Sistema Eléctrico de Aysén
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEM	Sistema Eléctrico de Magallanes
SEN	Sistema Eléctrico Nacional de Chile
SSMM	Sistemas Medianos
TWh	Teravatios-hora
USD	Dólares estadounidenses

# Resumen ejecutivo

Este capítulo desarrolla un análisis del sector eléctrico chileno para el periodo 2026-2035, identificando los principales desafíos que emergen en el proceso de transición energética hacia la carbono neutralidad, así como las oportunidades asociadas al desarrollo de infraestructura eléctrica alineada con un suministro seguro y eficiente. Se examina la evolución y prospectiva del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de los sistemas medianos (SSMM), con especial atención en las necesidades de inversión en infraestructura y en los desafíos regulatorios que podrían comprometer la competitividad, sostenibilidad y confiabilidad del sector durante la próxima década.

Chile presenta un contexto de transición energética caracterizada por una rápida integración de energía solar, eólica y sistemas de almacenamiento con baterías ion-litio (BESS), junto con la disminución de la generación térmica e incluso el retiro progresivo del parque térmico a carbón. Esta dinámica incrementa las exigencias de resiliencia y seguridad del suministro, al tiempo que aumenta la complejidad operativa del sistema eléctrico. Los eventos de *blackout* registrados en febrero de 2025 en Chile y en abril de 2025 en la península ibérica evidencian los riesgos de operar sistemas con altos niveles de generación basada en inversores (como la solar, eólica y BESS) en condiciones de alta exigencia, revelando la importancia de fortalecer capacidades críticas, mantener adecuados márgenes de reserva y asegurar el suministro frente a perturbaciones severas.

Estos episodios ilustran la vulnerabilidad de sistemas asociada a brechas en el plan de defensa contra contingencias extremas, la fortaleza de red y los sistemas de partida autónoma, esenciales para la estabilidad y la recuperación del sistema ante contingencias. Además, la sustitución

de generación firme por tecnologías solares y eólicas, altamente dependientes de las condiciones climáticas, puede reducir la capacidad del sistema para abastecer la demanda, particularmente en escenarios de escasez hídrica, baja radiación, periodos prolongados de baja generación eólica o períodos de elevada demanda. Frente a este escenario, la integración de activos gestionables de mayor duración, junto con medidas como la instalación de condensadores síncronos y otras soluciones de soporte de red, se vuelve fundamental para asegurar un suministro confiable en un sistema cada vez más electrificado y descarbonizado.

La estructura tarifaria del sector eléctrico también ha experimentado tensiones importantes: la caída sostenida de precios en licitaciones de suministro entre 2012 y 2021, impulsada por la reducción de costos de las energías renovables, derivó en la adjudicación de contratos a precios extremadamente bajos que se volvieron inviables y tuvieron que ser finalizados de forma anticipada. La licitación 2025/1 marcó un ajuste en las expectativas de precio, reflejando un ajuste más consistente con los costos del sistema en la actualidad. A esto se suma el descongelamiento tarifario iniciado en 2024 luego de años de contención artificial de precios a clientes regulados, lo que provocó incrementos abruptos en las cuentas eléctricas, afectando la percepción pública de estabilidad y transparencia tarifaria.

Este conjunto de tensiones operativas, regulatorias y tarifarias se da en un escenario en el que la expansión de infraestructura de generación, transmisión y distribución se vuelve indispensable para sostener la transición energética. Los desafíos identificados no solo condicionan la operación presente, sino que definen los requerimientos de inversión, planificación y flexibilidad

## La próxima década exigirá decisiones estratégicas capaces de equilibrar seguridad, transición y costos, garantizando un sistema eléctrico robusto, competitivo y alineado con el desarrollo económico y social de Chile.

operativa que delinearán el desarrollo del sistema eléctrico en la década que viene.

El periodo 2026-2035 estará demarcado por un aumento sostenido de la demanda eléctrica, desde 79,7 TWh en 2024 a 116 TWh en 2035, con una tasa promedio anual de 4,4%. Este incremento responde a la electrificación acelerada de usos finales, la expansión de infraestructura crítica de alto consumo energético (como los *data centers*) y el crecimiento del sector minero. En paralelo, la expansión de la capacidad de generación estará dada principalmente por energía solar, eólica y BESS: de 21 GW a casi 57 GW; esto generará nuevas condiciones de operación, con rampas más pronunciadas, mayor dependencia del almacenamiento de energía y sensibilidad a la variabilidad de las condiciones climáticas.

Satisfacer este crecimiento requerirá inversiones en el sector proyectadas del orden de 40.000 USD MM para el periodo 2026-2035, concentradas principalmente en generación (más de 30.000 USD MM), seguidas de transmisión (4.800 USD MM), distribución (4.500 USD MM) y seguridad operativa (400 USD MM) (Tabla 1). La mayor parte de estas inversiones se concentrará en el norte del país (58%), principalmente en las regiones de Tarapacá, Antofagasta y Atacama, impulsada por su potencial solar y crecimiento del sector minero. Por su parte, la Región Metropolitana (RM), que concentra la mayor demanda del país, concentrará sus inversiones en distribución debido a su densidad de red y crecimiento urbano.

En el marco de la generación, muchas de las inversiones necesarias ya están en distintas etapas de desarrollo. Por un lado, entre 2020 y

2025, ingresaron 64,4 GW de proyectos de generación de energía y BESS al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), sin embargo, su materialización es incierta. Por otro lado, a diciembre de 2025 hay más de 12,2 GW de proyectos que se encuentran declarados en construcción por la CNE y que se espera ingresen a su etapa de puesta en servicio antes de que finalice el 2027.

A pesar de este potencial, la materialización de estas inversiones enfrenta algunas barreras que podrían comprometer la velocidad y efectividad de la transición energética: los procesos de tramitación ambiental (tiempos variables y acumulación de proyectos en calificación), la ausencia de activos gestionables de larga duración, la estacionalidad hídrica y baja radiación solar en invierno, y las brechas críticas de seguridad operativa. A esto se suman retrasos persistentes en la adjudicación y construcción de obras de transmisión, así como la falta de alineación entre los Instrumentos de Planificación Territorial (IPT) y los objetivos estratégicos del sector, que podría limitar el desarrollo de nuevos proyectos renovables, incluyendo el hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V).

Este escenario plantea tanto grandes desafíos como oportunidades de inversión, cuya realización dependerá de la capacidad del país para resolver brechas regulatorias, fortalecer la resiliencia operativa y asegurar la coherencia entre la planificación energética, ambiental y territorial. La próxima década exigirá decisiones estratégicas capaces de equilibrar seguridad, transición y costos, garantizando un sistema eléctrico robusto, competitivo y alineado con el desarrollo económico y social de Chile.



**TABLA 1**  
**Inversión estimada para el periodo 2026-2035 por región (USD MM)**

REGIÓN	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	SEGURIDAD (*)	TOTAL
Arica y Parinacota	477	12	56		545
Tarapacá	5.641	70	64		5.775
Antofagasta	11.169	201	108	200	11.678
Atacama	5.707	30	69		5.806
Coquimbo	1.234	81	246		1.561
Valparaíso	65	112	500	200	877
Metropolitana	3.942	206	1.385		5.533
O'Higgins	526	244	291		1.061
Maule	475	234	349		1.058
Ñuble	14	185	164		363
Biobío	642	103	394		1.139
Araucanía	31	134	371		536
Los Ríos	29	106	161		296
Los Lagos	137	60	299		496
Aysén	56	0	46		102
Magallanes	19	0	41		60
<b>Líneas de transmisión nacionales</b>	<b>0</b>	<b>797</b>	<b>0</b>		<b>797</b>
<b>País</b>	<b>30.164</b>	<b>2.575+2.268</b>	<b>4.544</b>	<b>400</b>	<b>39.951</b>

(\*) Considera sinergias entre la provisión de los requerimientos de *black start* y corriente de cortocircuito, optimizando así las inversiones necesarias. Si bien la ubicación específica de los requerimientos de seguridad debe ser definida por el CEN, es probable que estos se concentren en las regiones de Antofagasta y Valparaíso o RM.  
Fuente: Elaboración propia.

# Reseña del sector

## TENDENCIAS GLOBALES

A nivel mundial, la evolución de los mercados eléctricos está siendo influida por la rápida integración de energías renovables y BESS. Este proceso ha sido impulsado tanto por las presiones para frenar el calentamiento global y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como por la considerable disminución en los costos de inversión y operación de estas tecnologías. Sin embargo, la incorporación masiva de estos nuevos recursos, que operan de manera muy distinta a las tecnologías térmicas e hidráulicas tradicionales, plantea importantes desafíos para los sistemas eléctricos, especialmente en materia de estabilidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. La experiencia reciente confirma que esta transición aumenta la complejidad operativa: a medida que disminuye la presencia de máquinas síncronas, se generan brechas crecientes en atributos esenciales del sistema, como fortaleza de red, inercia, control de voltaje y capacidad de restauración del servicio. Chile, al igual que otros mercados, se está enfrentando a desafíos asociados a la confiabilidad del suministro producto de la alta integración de energías renovables. Este es también el caso de Australia, donde se ha advertido que el retiro acelerado de generación síncrona sin infraestructura habilitante suficiente ha derivado en déficits de fortaleza de red, mayores necesidades de intervención operativa y riesgos para la operación segura del sistema. Para enfrentar estas brechas, se ha recomendado avanzar con la instalación de condensadores síncronos, BESS con capacidades *grid-forming*, refuerzos estructurales en la red de transmisión, y el desarrollo de nuevos esquemas de restauración y *black start*, junto con marcos regulatorios que permi-

tan acelerar estas inversiones y mejorar la preparación del sistema frente al retiro de centrales a carbón. Australia ha iniciado el proceso para evaluar la reposición del sistema utilizando tecnologías basadas en inversores. Sin embargo, hasta que estas alternativas no demuestren suficiente confiabilidad, la reposición seguirá dependiendo principalmente de unidades síncronas, como hidroeléctricas o a gas.

Adicionalmente, diversos consumos que tradicionalmente dependían de otros energéticos, como la calefacción y el transporte, se están electrificando gracias al desarrollo de equipos más eficientes y con mayor autonomía. A esto se suma la masiva incorporación de aires acondicionados en hogares y comercios, impulsada por su creciente accesibilidad, a la vez que la instalación de *data centers* aumenta fuertemente la demanda eléctrica base debido a sus elevados requerimientos de energía y refrigeración. Estas tendencias imponen nuevas exigencias para los sistemas eléctricos, que enfrentan incrementos pronunciados de demanda en ciertos momentos del día y, especialmente, durante jornadas con condiciones climáticas más extremas.

En relación con el H<sub>2</sub>V, el desarrollo y entusiasmo inicial en torno a esta industria se ha ralentizado. En parte, esta desaceleración responde a la alta incertidumbre técnica y económica que aún persiste respecto a la producción, transporte y uso final del hidrógeno, lo que ha dificultado la reducción de costos al ritmo que inicialmente se proyectaba para la industria. La falta de una demanda firme y consolidada, sumada a los problemas asociados a los procesos de permisos y tramitación ambiental, han limitado el avance de nuevos proyectos. A ello se suma la necesidad de contar con infraestructura complementaria, como redes de transmisión reforzadas,

disponibilidad de agua y sistemas logísticos asociados, incrementando aún más los tiempos, costos y riesgos para los desarrolladores.

## CHILE

El sector eléctrico chileno se compone por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica a Chiloé, diez Sistemas Eléctricos Medianos (SSMM) ubicados en Los Lagos, Aysén (SEA) y Magallanes (SEM), y un conjunto de 109 Sistemas Eléctricos Aislados de menor tamaño ubicados en zonas remotas. Este conjunto de sistemas opera bajo un marco regulatorio cuyo objetivo es garantizar una operación segura, económicamente eficiente y con acceso universal al suministro.

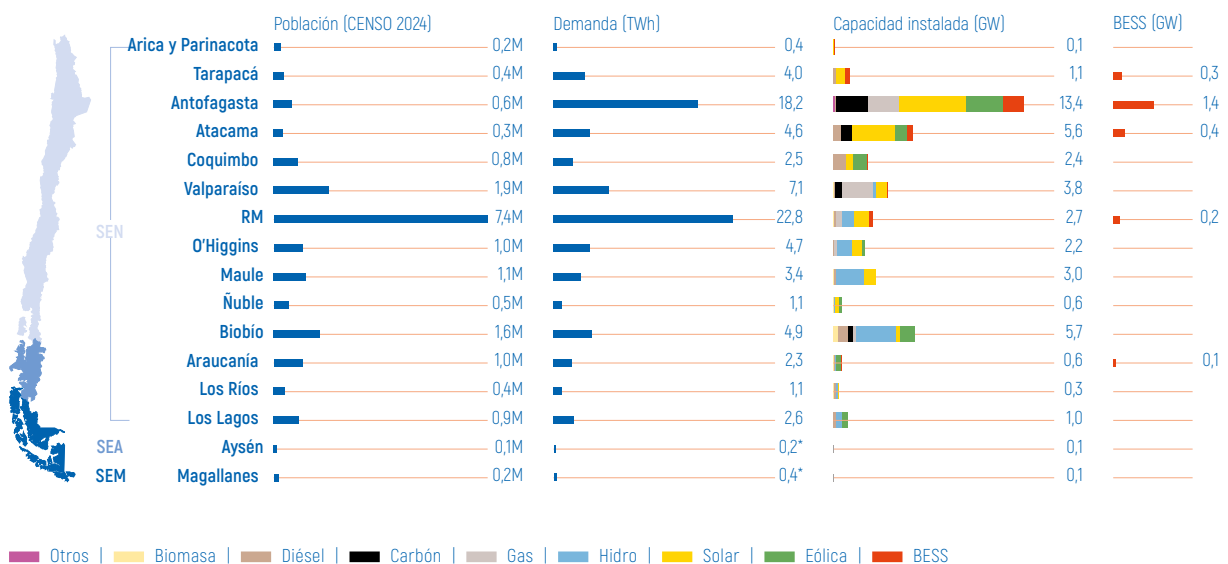
El SEN, creado en el 2017 tras la unificación del Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), concentra más del 99% de la generación y consumo eléctrico del país. Se extiende por más de 3.100 km e integra diversas tecnologías de generación, incluyendo hidroeléctrica, solar, eólica, térmica y geotérmica. Por su parte, los

SSMM son principalmente térmicos (gas y diésel) y operan de manera aislada, abasteciendo zonas geográficamente apartadas del SEN. Estos sistemas cuentan con menores capacidades instaladas (entre 1.500 kW y 200 MW) y, en muchos casos, son operados por una única empresa que integra las funciones de generación y transmisión. Aunque su participación en la generación nacional es acotada, los SSMM desempeñan un rol estratégico en la electrificación regional de áreas rurales y/o apartadas.

En el SEN, la generación se desarrolla en un mercado competitivo en el que tecnologías renovables y convencionales inyectan energía al sistema según sus costos variables de operación. El despacho es coordinado en tiempo real por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), que debe minimizar el costo total de operación del sistema y garantizar una operación segura, velando que la generación iguale el consumo en cada instante, priorizando las unidades más económicas.

La energía generada se transporta mediante el sistema de transmisión nacional, una red de acceso abierto que conecta distintas zonas de producción con centros de consumo y fomenta

FIGURA 1  
Características del sistema eléctrico chileno por región año 2025



[\*] Datos de regiones de Aysén y Magallanes corresponden a 2024.  
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN (2025) y CENSO (2024).

la competencia entre generadores. Su desarrollo se define en procesos de planificación centralizada liderados por el CEN y la Comisión Nacional de Energía (CNE), que identifican las obras necesarias para el correcto funcionamiento del sistema y licitan su construcción. Por su parte, la distribución lleva la energía a los consumidores finales bajo un régimen concesionado de monopolio natural, con inversiones reguladas mediante procesos tarifarios.

A finales de 2025, la demanda del SEN se concentra principalmente en dos polos: la RM y Antofagasta, que en conjunto representan más de la mitad del consumo nacional. Esta concentración responde a la alta densidad poblacional de la RM y al desarrollo del sector minero en Antofagasta. Además, esta última concentra cerca del 32% de la generación del país, impulsada por proyectos solares y, recientemente, por la creciente incorporación de BESS (Figura 1).

En Chile, el mercado ha seguido las tendencias globales, y su desarrollo ha estado marcado por una transición energética que busca reducir las emisiones del sector. En esta materia, la Ley N° 21.455 de Marco de Cambio Climático (2022) estableció un marco jurídico para que el país pueda enfrentar el cambio climático en materia de mitigación y adaptación, e incorpora una meta de carbono neutralidad al 2050. La ley crea y reconoce de manera vinculante una serie

de instrumentos de permitirán la acción climática en el país para cumplir con los objetivos de carbono neutralidad y resiliencia, entre los que se encuentran las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC) y la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP).

La NDC fija compromisos concretos como alcanzar el *peak* de emisiones en el 2025, limitar las emisiones a 95 MtCO<sub>2</sub>eq en el 2030 y respetar un presupuesto máximo acumulado de 1.100 MtCO<sub>2</sub>eq entre el 2020 y 2030. Por su parte, la ECLP, define presupuestos máximos de emisiones sectoriales para cumplir estos objetivos, distribuyendo el presupuesto de emisiones de la NDC entre los distintos ministerios (Tabla 2).

El Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación del sector Energía complementa los instrumentos existentes mediante un conjunto de medidas más concretas orientadas a reducir emisiones y fortalecer la resiliencia del sistema energético hacia el 2030, con énfasis en descarbonización, eficiencia energética, electrificación, seguridad energética y desarrollo de capacidades. En este contexto, la electrificación del consumo adquiere un papel clave para alcanzar la carbono neutralidad, ya que permite reemplazar consumos tradicionalmente fósiles por electricidad limpia, pero requiere una matriz confiable para asegurar la continuidad del suministro.

TABLA 2

**Presupuesto de emisiones para el periodo 2020-2030 por cada ministerio (MtonCO<sub>2</sub>eq)**

AUTORIDAD SECTORIAL	ENERGÍA	TRANSPORTE Y TELECOMUNIC.	MINERÍA	AGRICULTURA	VIVIENDA Y URBANISMO	SALUD	OBRAS PÚBLICAS
Emisiones máximas	271,8	303,1	174,1	122,4	95,3	51,1	43,3

Fuente: Estrategia Climática de Largo Plazo.

# Situación actual y diagnóstico en Chile

Esta sección analiza la operación histórica y desafíos a los que se enfrentan los sectores de demanda, generación, transmisión y distribución. Además, analiza la situación de otros segmentos transversales del sector, como su relación con los Instrumentos de Planificación Territorial (IPT) y el desarrollo de H<sub>2</sub>V.

## DEMANDA

La demanda eléctrica del SEN ha mantenido un crecimiento sostenido durante la última década, impulsado por la expansión económica, principalmente de la minería, la progresiva electrificación de diversos sectores productivos y la aparición de consumos emergentes asociados a nuevas actividades intensivas en energía, como la electromovilidad, los *data centers* y el uso extendido de sistemas de climatización. Entre 2019 y 2024, el consumo del SEN creció a una tasa promedio anual de 2,9%, alcanzando en 2024 un total de 79.733 GWh. A nivel territorial, la Región de Antofagasta y la RM se consolidan como los principales polos de consumo, concentrando el 23% y 29% de la demanda nacional de dicho año, respectivamente. En Antofagasta predomina el consumo de la minería del cobre y sus procesos industriales, mientras que en la RM destacan clientes cuya potencia instalada es inferior a 500 kW, denominados clientes regulados (hogares, comercios y pymes).

Durante 2025, el crecimiento de la demanda se estancó, con un decrecimiento en torno al 0,3% anual (equivalente a una demanda anual de 79,5 TWh). Este comportamiento responde a una dinámica diferenciada entre segmentos: mientras el consumo de grandes clientes, denominados libres, ha mantenido su ritmo de ex-

pansión, el consumo regulado ha mostrado una disminución atribuible al aumento de las tarifas eléctricas derivado del proceso de descongelamiento tarifario que inició en 2024.

La demanda máxima del sistema ha crecido a una tasa promedio anual de 2,0% entre 2019 y 2024, registrando en 2024 su mayor valor histórico, de 11.405 MW, gatillada por la ola de calor que azotó a la zona central en enero de ese año (Figura 2). En 2025, la máxima demanda registrada fue de 11.356 MW. Esta ligera diferencia respecto al año anterior no se debe necesariamente a una reducción de la demanda máxima, si no que responde a fluctuaciones entre años producto de las condiciones climáticas más o menos extremas.

La evolución de la demanda máxima determina los requerimientos de capacidad firme del sistema y evidencia la necesidad de contar con infraestructura eléctrica capaz de responder de manera segura y eficiente en los momentos de mayor exigencia operativa. El constante crecimiento y la variabilidad entre años confirma la importancia de tener recursos gestionables y flexibles, que permitan la coordinación entre generación, transmisión y demanda para enfrentar eventos de alto consumo.

## CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

Históricamente, el SEN era hidrotérmico, con un predominio de generación hídrica, carbón y gas natural, las que se complementaban entre sí. Sin embargo, en los últimos años la rápida incorporación de generación solar y eólica ha transformado la composición de la matriz, incrementando de forma significativa tanto la capacidad instalada de fuentes renovables

**En el 2025, la generación hidráulica representó un 25% del total, la solar un 24% y la eólica un 14%, mientras que la participación de la generación térmica ha disminuido (34% de la matriz) por la expansión de renovables y BESS.**

como su participación en la generación (Figura 3). Entre 2015 y 2025 se instalaron 11.500 MW de generación solar, 5.300 MW de generación eólica, 1.200 MW de generación hidroeléctrica y 73 MW de geotermia, lo que ha permitido una reducción paulatina de generación térmica y las emisiones asociadas. A ello se suma la integración acelerada y creciente de BESS desde 2024, que permiten gestionar con mayor eficiencia la variabilidad de las renovables, mientras que las centrales diésel se mantienen como respaldo ante contingencias operativas.

En el 2025, la generación hidráulica representó un 25% del total, la solar un 24% y la eólica un 14%, mientras que la participación de la generación térmica ha disminuido (34% de la matriz) por la expansión de renovables y BESS. Sin embargo, sigue siendo esencial en períodos de menor disponibilidad hídrica (otoño) o solar (invierno), en los que las renovables disminuyen su aporte. La alta penetración solar ha modificado la operación de centrales térmicas e hidráulicas, reduciendo su despacho durante el día y aumentándola en la noche. Asimismo, los BESS han comenzado a desempeñar un rol activo: se cargan con excedentes solares en momentos de baja demanda y entregan la energía durante la

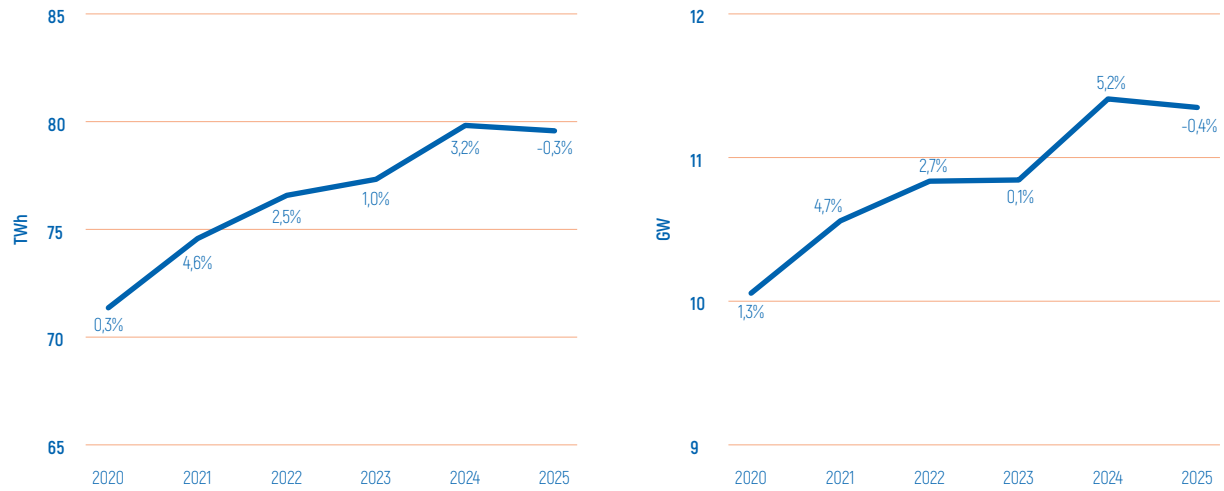
noche o en momentos de mayor estrechez, contribuyendo a disminuir la dependencia de generación térmica.

A nivel regional, la matriz eléctrica del SEN presenta una marcada diversidad. En el norte predomina ampliamente la generación solar, aunque el carbón sigue siendo relevante en regiones como Antofagasta y Atacama, debido a la ubicación histórica de centrales térmicas del sector minero. En la Región de Coquimbo predomina la generación eólica, mientras que en el centro la generación térmica a gas natural y carbón mantiene un rol operativo importante. Hacia el centrosur destaca la generación hidroeléctrica, complementada con cierta integración acotada de energía eólica, biomasa y solar.

Por su condición aislada, los SSMM dependen principalmente de la generación diésel debido a su facilidad de transporte y almacenamiento y flexibilidad operativa, aunque implica costos más elevados frente a otras tecnologías. En las regiones de Los Lagos y Aysén se incorpora además generación hídrica, mientras que en Magallanes la electricidad proviene principalmente del gas natural e instalaciones eólicas, lo que contribuye a reducir los costos respecto al diésel.

FIGURA 2

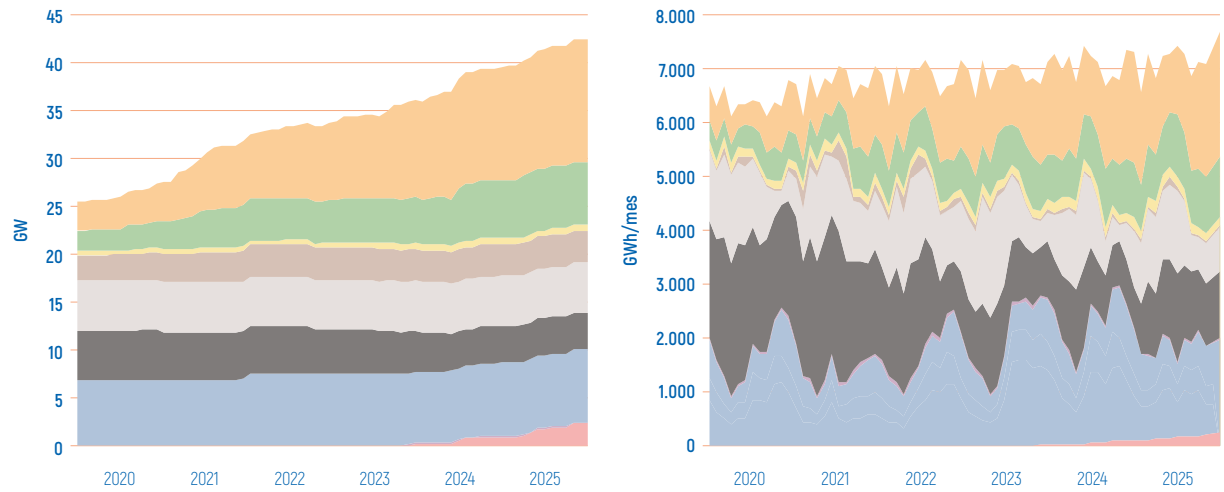
**Evolución del consumo anual (TWh) y de la demanda máxima (GW)**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN.

FIGURA 3

**Evolución de capacidad instalada (izquierda) y generación (derecha) en el SEN, por tecnología**



■ BESS | ■ Otros | ■ Hidro | ■ Carbón | ■ Gas | ■ Diésel | ■ Biomasa | ■ Eólica | ■ Solar

Fuente: Elaboración propia a partir del CEN.

## DESAFÍOS DEL SEGMENTO DE LA GENERACIÓN

---

### 1. Necesidad de activos gestionables de larga duración

La creciente electrificación de consumos, como la electromovilidad, la climatización y *data centers*, junto con la naturaleza variable de las renovables, ha incrementado la frecuencia y magnitud de los desafíos operativos del SEN. Entre los principales factores destacan la marcada estacionalidad solar e hídrica: la generación solar puede ser hasta un 40% menor en invierno respecto al verano, mientras que la hídrica depende de condiciones hidrológicas y presenta periodos secos marcados, especialmente en el primer semestre del año. A esto se suma la variabilidad eólica, altamente fluctuante y difícil de pronosticar, particularmente con anticipación mayor a 48 horas, lo que obliga a contar con mecanismos de respaldo capaces de sostener el suministro durante varios días consecutivos de baja generación. Además, eventos extremos, como terremotos o vientos intensos que puedan aislar regiones del sistema, exigen la existencia de recursos locales de generación, capaces de sostener el suministro durante períodos prolongados.

En este contexto, activos capaces de proveer energía por más de cinco horas son esenciales para fortalecer la resiliencia y seguridad del sistema, permitiendo enfrentar rampas de demanda, cubrir déficits estacionales y responder a contingencias prolongadas. La intención del mercado de potencia y el concepto de potencia de suficiencia surge como orientación: fue diseñado para asegurar que el sistema disponga de suficiente capacidad para cubrir la demanda en todo momento. El problema es que este mercado actualmente no tiene incentivos para remunerar la capacidad de generación estacional ni aquella que pueda sostenerse por más de cinco horas. Aunque se percibe que el sistema dispone de suficiente capacidad, e in-

cluso holgura en ciertos momentos, en escenarios de estrechez las holguras percibidas se vuelven prácticamente inexistentes. Por ejemplo, en invierno la generación solar disminuye significativamente; si esta condición coincide con una hidrología seca o un período de baja generación eólica, el sistema puede verse tensionado. Esta situación se vuelve aún más crítica si coincide con indisponibilidad de unidades térmicas y una demanda elevada, incrementando el riesgo de estrés sistémico, pudiendo comprometer la operación segura del SEN.

### 2. Revisión de requerimientos técnicos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NTSyCS)

El desarrollo de generación basada en inversores (como la solar, eólica y BESS) sin las capacidades adecuadas de soportar variaciones de tensión y frecuencia introduce nuevas fuentes de vulnerabilidades en el sistema eléctrico. El comportamiento dinámico de estos equipos, especialmente en condiciones de falla, puede comprometer la estabilidad de la red si no se encuentran alineados con los requisitos técnicos del sistema. En este contexto, se debe finalizar el proceso de definir los requerimientos funcionales asociados a sistemas basados en inversores *grid forming* en la NTSyCS.

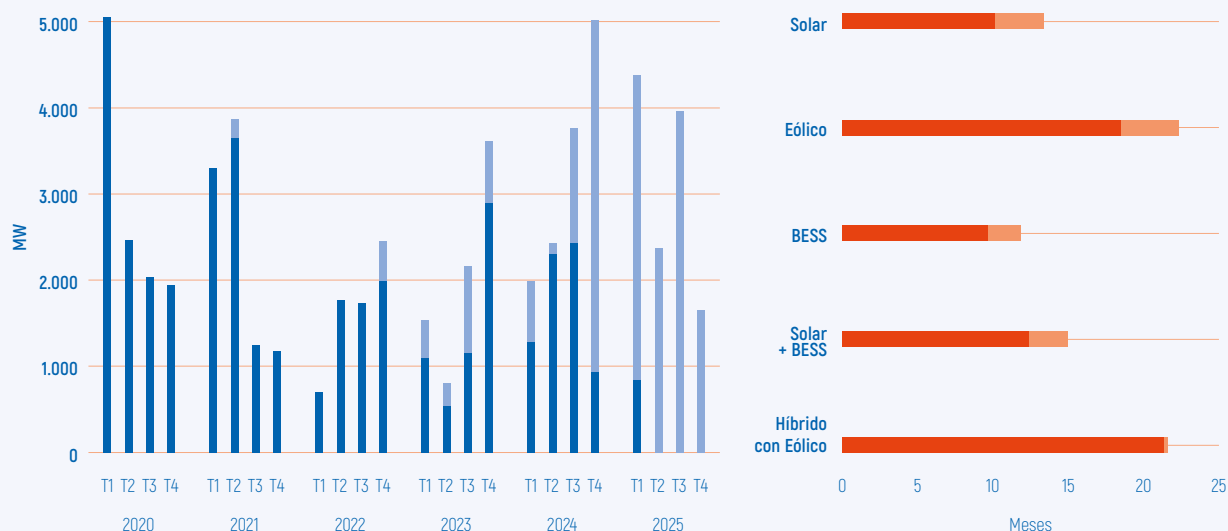
Paralelamente, se vuelve necesario revisar las características de soporte de variaciones de tensión y frecuencia en generadores distribuidos, incluyendo los Pequeños Medios de Generación Distribuida y generación instalada "*behind the meter*", cuya presencia en el sistema ha crecido considerablemente.

### 3. Tramitación ambiental

Los tiempos de aprobación de proyectos que ingresan al Sistema de Evaluación de Impacto

FIGURA 4

**Proyectos aprobados y en calificación según fecha de ingreso al SEIA (izquierda) y tiempo promedio de aprobación de proyectos ingresados al SEIA (derecha)**



■ Aprobado | ■ En calificación | ■ Todos los proyectos | ■ Proyectos > MW  
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SEIA al 10/12/2025.

Ambiental (SEIA) son prolongados y dependen de la tecnología, lo que introduce un nivel significativo de incertidumbre en la planificación y ejecución de nuevas inversiones. En promedio, los proyectos solares requieren más de diez meses para su aprobación, los eólicos cerca de 19 y los BESS también cerca de diez meses. Esta falta de predictibilidad se agrava por la acumulación de proyectos en calificación: en diciembre del 2025 aún habían 725 MW ingresados entre 2021 y 2022 que permanecían “En Calificación”. Entre 2020 y 2025 se presentaron más de 1.300 proyectos al SEIA, de los cuales solo 35 fueron rechazados, lo que evidencia una tendencia a mantener un gran volumen de iniciativas en espera, en lugar de entregar respuestas claras y oportunas.

La ausencia de plazos definidos y la posibilidad de nuevas observaciones incrementan la

incertidumbre y elevan el riesgo percibido para los inversionistas. En proyectos de gran escala, estos plazos pueden extenderse hasta por cuatro meses adicionales (Figura 4). En un contexto de expansión de la demanda y necesidad de incrementar la infraestructura renovable, la eficiencia del proceso de evaluación ambiental adquiere un rol estratégico.

El avance de nuevos proyectos no solo depende de su viabilidad técnica y económica, sino también de un marco regulatorio claro, ágil y predecible. Sin mejoras en la eficiencia del SEIA y en la coordinación interinstitucional, los proyectos seguirán enfrentando barreras que pueden desincentivar la inversión y ralentizar el desarrollo de infraestructura clave para la transición energética.

## TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión nacional está compuesto por cerca de 1.200 líneas que suman cerca de 40.000 km. De estas, un 13% corresponde a instalaciones de 500 kV, que constituyen el eje estructural del sistema; un 56% a líneas entre 154-220 kV, esenciales para la integración regional y conexión de grandes centros de consumo; un 15% a líneas de 110 kV; y el 16% restante a líneas de tensiones menores a 70 kV, utilizadas para el suministro local.

El sistema de transmisión se estructura en tres categorías principales, definidas según su función dentro del SEN. El primero, el nacional, corresponde a líneas y subestaciones diseñadas para crear un sistema eléctrico común, interconectando a los demás segmentos y asegurando el abastecimiento de la demanda total frente a escenarios de falla y contingencia severa. Este constituye la columna vertebral del SEN, al soportar los flujos de mayor magnitud y cumplir con exigentes estándares de seguridad y calidad de servicio<sup>1</sup>. El segundo, el zonal, corresponde a líneas y subestaciones que conectan y suministran a clientes regulados en zonas específicas. El último, el dedicado, conecta a grandes consumidores o generadores con la red de transporte nacional.

El desarrollo de obras de transmisión presenta plazos prolongados para concretar nuevos proyectos, desde su inclusión en los planes de expansión hasta su puesta en operación. Este proceso incluye planificación, licitación, obtención de permisos sectoriales y ambientales, construcción y puesta en marcha, cada una de ellas sujeta a riesgos, incertidumbres y potenciales retrasos. Ante esto, la materialización de nuevas obras puede tardar varios años, condicionando la capacidad del sistema para acompañar oportunamente el crecimiento de la generación renovable y la demanda y resolver congestiones estructurales.

1 Además, es donde se conectan los macroproyectos como la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

## DESAFÍOS DEL SEGMENTO DE LA TRANSMISIÓN

### 1. Complejidad y duración del ciclo de planificación

El proceso de planificación anual de la transmisión es largo y requiere la coordinación de múltiples actores y etapas, con una duración de casi dos años. Cada ciclo, el CEN elabora la Propuesta de Expansión de la Transmisión, que sirve como base técnica para la evaluación de la CNE. Tras su publicación, diversos actores, incluyendo empresas transmisoras, generadoras, consumidores, pueden presentar observaciones y comentarios. Posteriormente, el CEN publica un informe complementario a la propuesta que incorpora ajustes y respuestas a las observaciones recibidas, que pasa a formar parte de los insumos para el análisis regulatorio de la CNE. En paralelo, la CNE abre una Convocatoria Abierta para recibir propuestas adicionales de obras de expansión.

Con las propuestas del CEN y las recibidas en la convocatoria, la CNE elabora el "Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión", que incluye las nuevas obras y ampliaciones seleccionadas. Tras su publicación, las partes interesadas pueden formular nuevas observaciones y, posteriormente, la CNE emite el "Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión", cuyas respuestas a observaciones pueden ser llevadas a discrepancia ante el Panel de Expertos. Una vez resuelta esta última etapa, se publica el "Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión", generalmente hacia mediados del segundo semestre del año siguiente al inicio del proceso de planificación, constituyendo el documento habilitante para la licitación de las obras aprobadas, marcando el cierre del ciclo de planificación anual. La Figura 5 ilustra el ejemplo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión del 2024.

### 2. Dificultades en la ejecución de obras de transmisión

La materialización del sistema de transmisión enfrenta retrasos significativos en la entrada en operación de las obras, que se originan en distin-

tas etapas del ciclo de desarrollo de los proyectos. Estos se originan en los procesos de licitación prolongados, en la tramitación de permisos ambientales y sectoriales, y en la ejecución de la construcción de las obras. En promedio, las obras tardan cerca de 19 meses en adjudicarse desde su inclusión en el decreto de expansión; sin embargo, existen casos con plazos significativamente mayores. Un ejemplo de esto es la nueva línea zonal 2x220 kV Gamboa-Chonchi en la Región de Los Lagos, cuya adjudicación tomó 45 meses. La licitación fue declarada desierta en 2018 y 2019 por falta de ofertas económicas. Finalmente, en 2021 fue adjudicada tras incrementarse a cerca del doble el valor de la licitación.

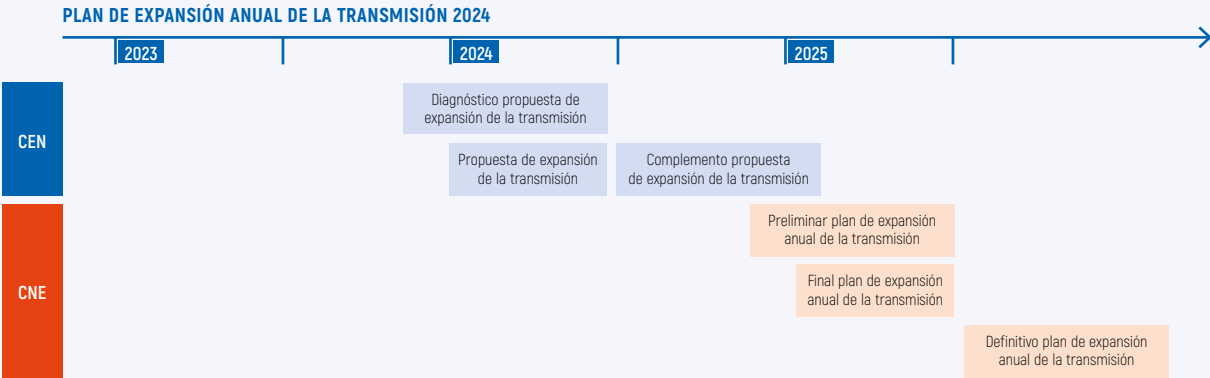
Parte de estas brechas buscan ser abordadas por la Ley de Transición Energética, promulgada en diciembre de 2024, que introduce mecanismos destinados a flexibilizar la planificación y ajustar los criterios de licitación, para mejorar la viabilidad de las obras. Entre ellos destaca un procedimiento que permite revisar el valor de inversión de las obras de ampliación mediante un trabajo conjunto entre el propietario de la infraestructura y la CNE, habilitando

un nuevo llamado a licitación. Este mecanismo pretende reflejar con mayor precisión los costos reales y evitar la paralización o abandono de proyectos.

A los retrasos en la adjudicación se suman los plazos asociados a la construcción. Los tiempos originalmente estimados por la CNE para obras nacionales son elevados: 45 meses para líneas y 26 meses para subestaciones. No obstante, en la práctica estos plazos suelen extenderse en promedio 11 meses adicionales en el caso de las líneas y cinco meses en el de las subestaciones. Por su parte, las obras zonales presentan una situación similar.

En conjunto, estos factores revelan que el segmento de transmisión enfrenta una brecha entre la velocidad de crecimiento del sistema eléctrico y la capacidad real de ejecutar nuevas obras. La combinación de ciclos de planificación extensos, procesos de licitación prolongados y retrasos en la construcción limita la respuesta oportuna a las necesidades del SEN, subrayando la importancia de acelerar y modernizar los mecanismos para la expansión de la infraestructura de transporte eléctrico.

FIGURA 5  
Ejemplo de la duración del proceso de planificación para el Plan de Expansión Anual de la Transmisión del 2024



Fuente: Elaboración propia a partir de documentos de la CNE y CEN.

## DISTRIBUCIÓN

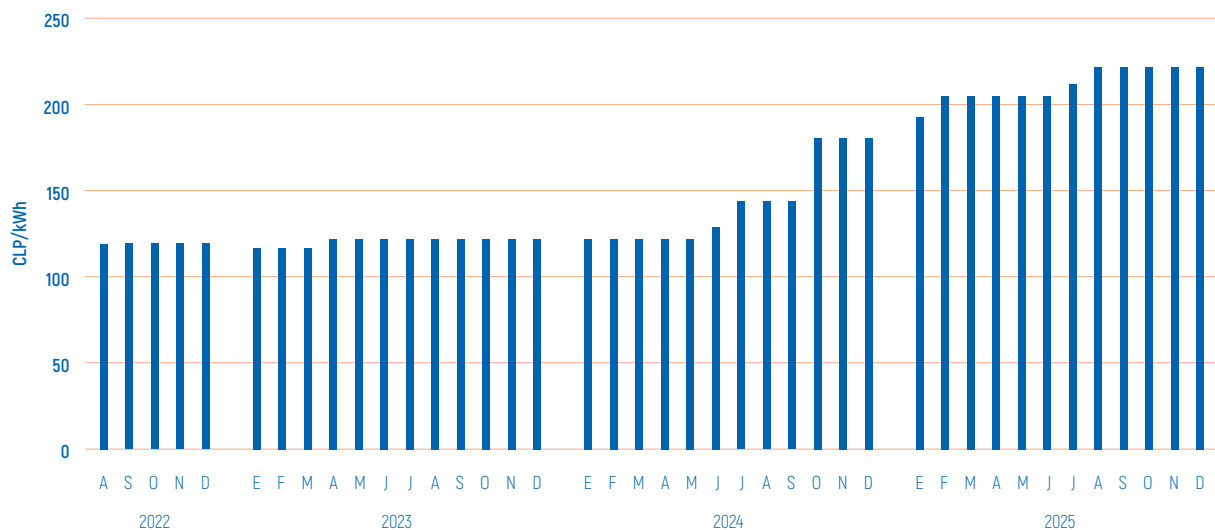
Este segmento está regulado y opera bajo condiciones de monopolio natural. La CNE es responsable de hacer cumplir las regulaciones aplicables a las empresas del sector, mediante mecanismos de tarificación y fijación de la tasa de rentabilidad. Tras la modificación introducida por la Ley 21.194 del 2019, se estableció que el total de la industria debe mantener una tasa de rentabilidad económica después de impuestos a las utilidades entre 6% y 8% sobre el Valor Nuevo de Reemplazo real de la empresa.

Desde el punto de vista comercial, el sector de distribución es la cara visible del sector eléctrico ante gran parte de los clientes. La empresa distribuidora, mediante la boleta o factura de electricidad, agrega los cargos de los distintos segmentos del sector eléctrico y los traspasa a los clientes. En ese contexto, una de las principales preocupaciones del sector, y en particular de los consumidores, son las tarifas eléctricas. A mediados de 2024 se inició el proceso de descongelamiento de tarifas, consecuencia directa de la congelación aplicada des-

de el 2019 y mantenida en los años siguientes para contener el alza en las cuentas eléctricas. Este mecanismo, que buscaba proteger a los consumidores en un contexto de crisis social y económica, generó una deuda acumulada significativa con las empresas eléctricas, la que se vio acrecentada por el fuerte incremento en los precios internacionales de los combustibles y la depreciación del peso chileno frente al dólar, que alteraron las proyecciones realizadas inicialmente por el regulador. Su término ha derivado en incrementos sustanciales y en un plazo acotado en las tarifas, lo que plantea desafíos para los consumidores. La Figura 6 presenta un caso de una tarifa en la comuna de Providencia en la RM, donde entre 2024 y 2025 esta aumentó un 84%.

Las tarifas eléctricas del segmento de generación a clientes regulados se determinan en gran medida a partir de los resultados de las licitaciones de suministro para clientes regulados. Estas licitaciones, llevadas a cabo por la CNE, constituyen el principal mecanismo para asegurar energía a largo plazo para hogares y pequeñas empresas. En estos procesos, las generadoras

FIGURA 6  
Caso de evolución de tarifas: Providencia BT1



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Enel Distribución.

compiten por contratos que pueden exceder los 15 años, lo que permite otorgar estabilidad tarifaria y entregar señales claras de inversión al sector.

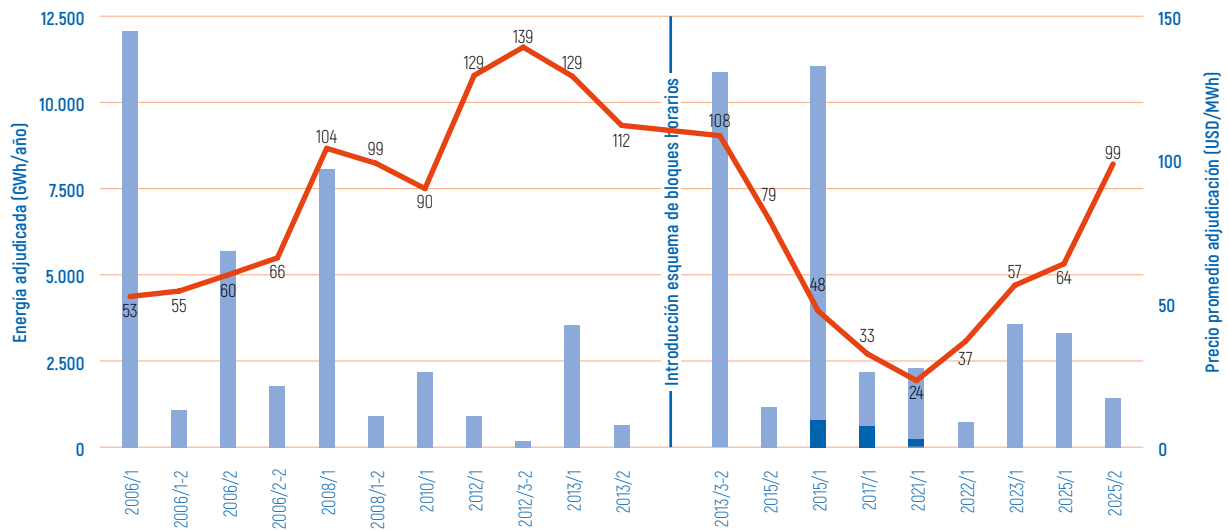
La introducción de bloques horarios en las licitaciones de 2014 permitió una reducción progresiva en las ofertas. Este descenso se vio reforzado por la disminución de los costos de generación renovable y la reducción en los costos de financiamiento, lo que impulsó precios cada vez más competitivos. Entre 2012 y 2021, los precios adjudicados mostraron una caída significativa, reflejando la mayor penetración de energías renovables (Figura 7).

Sin embargo, esta reducción no fue completamente sostenible: parte de los contratos adjudicados a precios muy bajos, resultaron inviables y debieron ser terminados anticipadamente por incumplimiento de obligaciones. Hasta enero de 2025, seis contratos han sido terminados anticipadamente. Como consecuencia, el CEN ejecutó las boletas de garantía y la CNE dio término anticipado a dichos contratos. La cancelación de contratos a precios bajos afecta las expectativas de reducción de tarifas reguladas, trasladando al

consumidor precios de reemplazo más elevados y generando presiones adicionales sobre la estructura tarifaria.

Las tres licitaciones más recientes han registrado incrementos en los precios adjudicados. Actualmente, el mercado atraviesa un proceso de ajuste en las expectativas de costos, buscando mayor equilibrio entre competitividad y viabilidad financiera. La licitación 2025/1, con un suministro de corto plazo (2027-2030), cuyas ofertas fueron abiertas en diciembre de 2025, reafirmó este cambio, con precio promedio de adjudicación de 64 USD/MWh. La licitación de 2025/2, de muy corto plazo (suministro de solo un año correspondiente al 2026), marca un precio aún más alto, con un precio de adjudicación de 99 USD/MWh, reflejando el dinamismo del sector y las dificultades que presenta. Además, estas dos últimas licitaciones, a diferencia de las anteriores, no incorporan los costos sistémicos en el precio ofertado. En otras palabras, dichos costos se cobran adicionalmente al cliente, por sobre el precio adjudicado, de modo que el riesgo asociado a los costos sistémicos se asigna a los clientes y no al generador.

**FIGURA 7**  
**Licitaciones reguladas, energía y precio promedio adjudicado**



■ Contratos terminados anticipadamente | ■ Energía adjudicada (GWh-año) | ■ USD/MWh  
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE.

## DESAFÍOS DEL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

### 1. Acceso a la electricidad

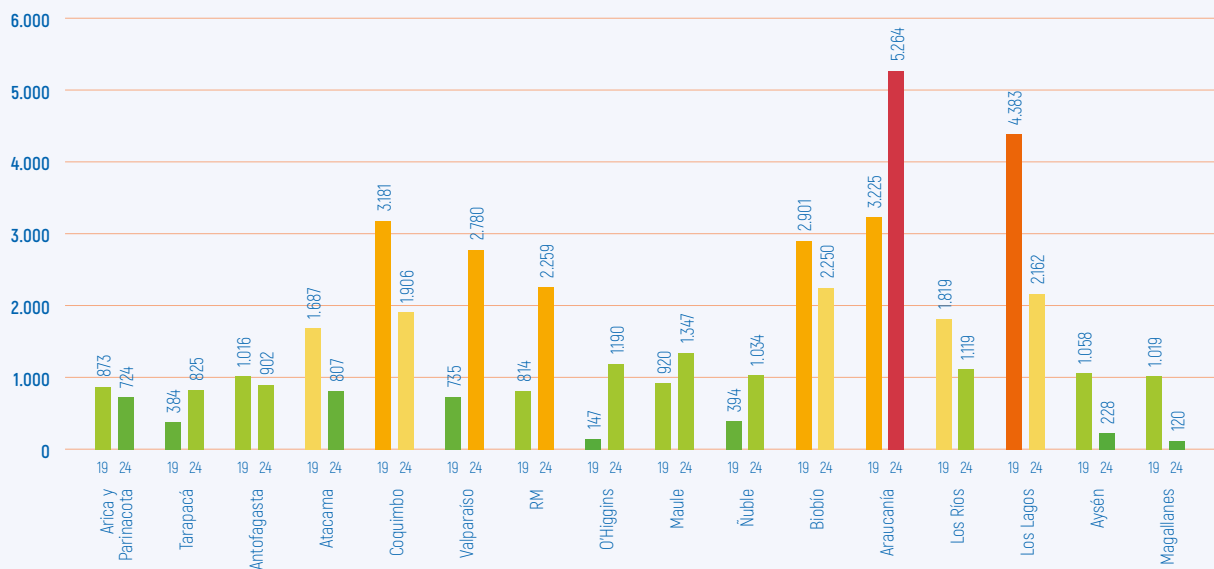
Los niveles de electrificación en el país son altos. Según el CENSO 2024, el 99,6% de los hogares dispone de alguna fuente de suministro eléctrico, equivalente a 6.381.636 viviendas, mientras que sólo 24.917 hogares carecen de acceso a electricidad. Entre las regiones de Los Ríos a Magallanes, se ha registrado una mejora en la electrificación desde 2019 (Figura 8). En contraste, las regiones del centro-sur (desde Valparaíso a La Araucanía, excluyendo Biobío), presentan un retroceso significativo, con un aumento en el número de viviendas sin suministro eléctrico. La Araucanía concentra la mayor proporción de casos, con más de 5.200 hogares sin acceso a electricidad, casi 2.000 adicionales respecto de 2019. Le siguen Val-

paraíso y la RM, cada una con más de 2.200 viviendas sin electricidad, duplicando las cifras de 2019.

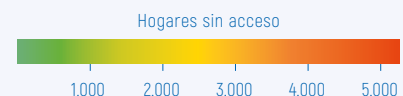
Este fenómeno sugiere que la falta de acceso no se debe a la ausencia de infraestructura, sino a los nuevos asentamientos informales, que no cuentan con servicios básicos regularizados. Estadísticas de TECHO respaldan esta hipótesis, entre 2019 y 2024 el número de asentamientos informales aumentó de 802 a 1.428. En el norte del país destaca la Región de Tarapacá, donde también ha crecido el número de viviendas sin electricidad, probablemente vinculado al flujo migratorio y la informalidad más que a la falta de infraestructura. Por ejemplo, en el paso fronterizo de Colchane, el 16,6% de las viviendas no cuenta con suministro eléctrico.

FIGURA 8

### Número de hogares sin acceso a electricidad por región y su evolución entre 2019 y 2024



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CENSO 2024 y Ministerio de Energía.



## 2. Déficit de información al consumidor

El sector eléctrico ha experimentado múltiples desafíos en los últimos años que han tenido alta visibilidad mediática, como errores en el cálculo de tarifas, incrementos abruptos en tarifas tras periodos de congelamiento, apagones y cortes de suministro por diversas causas. Sin embargo, los problemas de confiabilidad pueden originarse en distintos segmentos del sistema eléctrico y no siempre en la distribución. Aun así, desde la perspectiva del cliente, resulta difícil comprender la relación entre las múltiples causas que pueden generar una interrupción, el segmento del sistema en el que esta se origina y su vínculo final con el suministro. En general, la referencia directa para el cliente es el servicio provisto por la empresa distribuidora, lo que añade complejidad a la interpretación de estos eventos. Para el usuario final, las preocupaciones centrales son la continuidad del suministro y el monto de la tarifa; frente a una interrupción, la causa técnica, sea en generación, transmisión o distribución, resulta poco relevante, ya que solo percibe el impacto directo sobre su servicio.

El *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) mide la calidad del suministro al contabilizar las horas promedio sin servicio que experimentan los clientes en un año. El SAIDI permite diferenciar si el origen de la falla está dentro de la red de distribución o fuera de ella (en la red de transmisión zonal, nacional, o en

el sistema de generación), o si corresponde a un evento de fuerza mayor. Sin embargo, esta distinción técnica no se refleja en la percepción del usuario, que en la mayoría de los casos simplemente enfrenta interrupciones sin distinguir su origen.

La Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución establece límites anuales de SAIDI según la densidad<sup>2</sup> y el nivel de tensión de la red: las zonas más densas enfrentan exigencias más estrictas que las áreas rurales. Estas últimas, por su propia configuración, presentan menores índices de continuidad, ya que requieren gestionar amplias extensiones con pocos clientes por kilómetro y con mayores costos de operación y mantenimiento por cliente. En este contexto, Chile se caracteriza por una densidad de red relativamente baja respecto de otros mercados, por lo que las comparaciones internacionales deben realizarse con cautela debido a las diferencias estructurales. En el caso chileno, las interrupciones por fuerza mayor no se consideran para efectos del cumplimiento normativo (Figura 9).

El cliente final, sin embargo, no tiene acceso a estas distinciones técnicas: su relación con el sistema se limita al suministro y a la factura que recibe de la distribuidora, lo que hace que cualquier falla termine atribuyéndose a este segmento. Por esta razón, mejorar la información disponible para el consumidor y visibilizar los factores que inciden en la continuidad del servicio es fundamental.

---

2 Índice que relaciona el número de clientes conectados y el largo total de las líneas.

FIGURA 9

**Evolución SAIDI (2019 a abril 2025)<sup>3</sup> por empresa distribuidora y su densidad<sup>4</sup>**

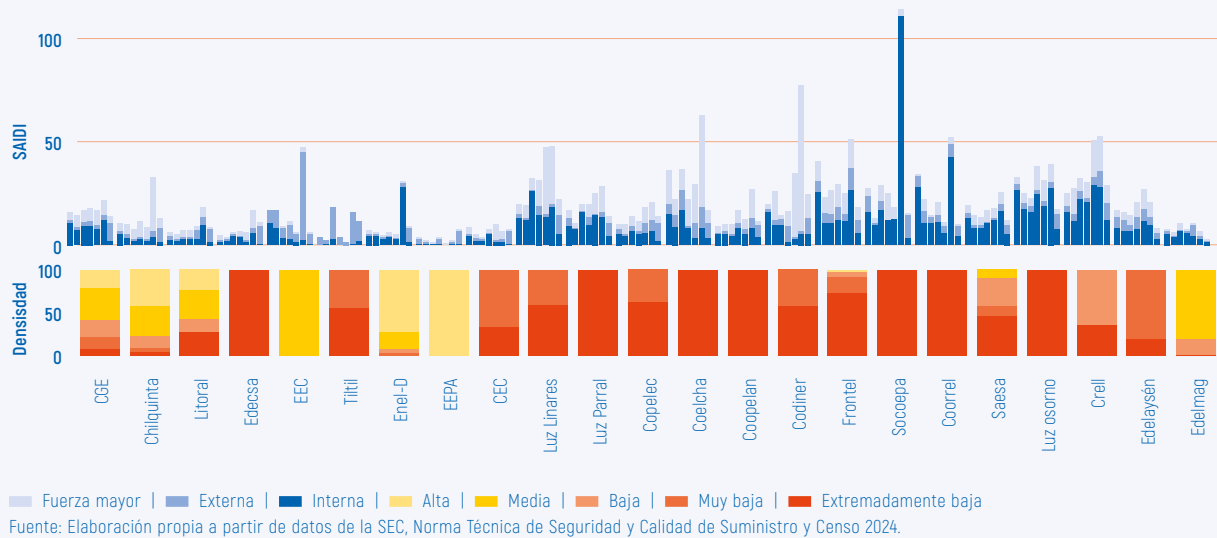
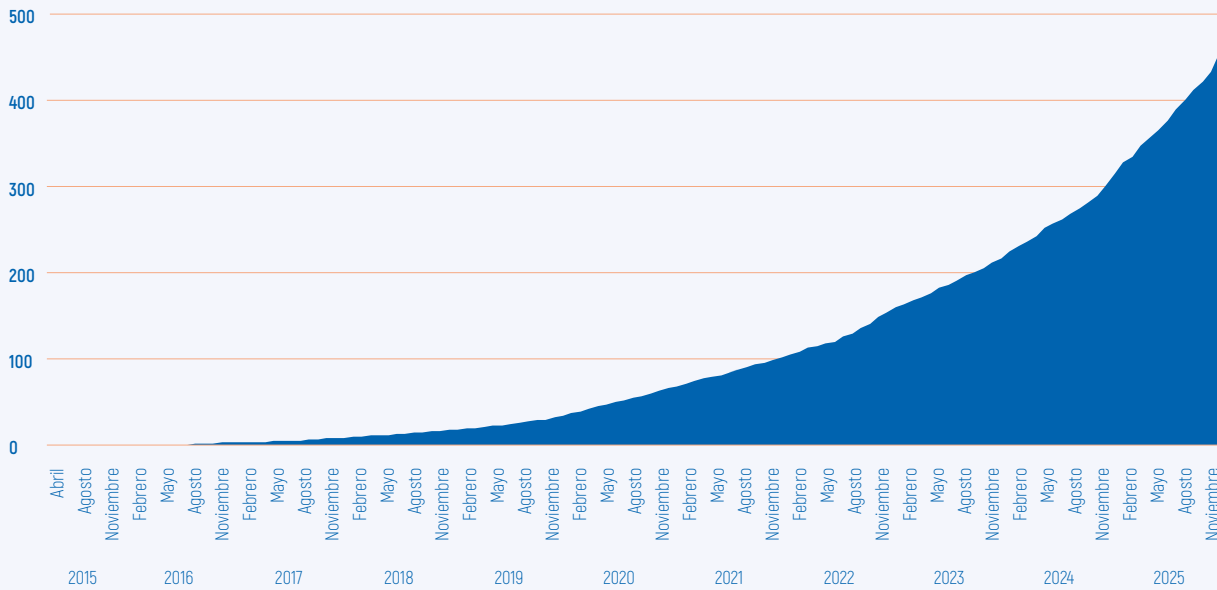


FIGURA 10

**Evolución de la generación distribuida (MW)**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SEC.

3 La clasificación de origen de las interrupciones se encuentra en su versión definitiva hasta julio 2024, lo restante aún debe ser recalificado por la SEC.  
 4 El peso para cada comuna-distribuidora se obtiene de la población del CENSO 2024.

### **3. Trade-off entre mejorar la resiliencia de la red y los costos asociados**

La resiliencia de la red depende tanto de la robustez de su infraestructura como de la gestión del entorno, especialmente el control de vegetación, donde en algunos casos existen restricciones municipales para la poda que limitan la capacidad preventiva de las distribuidoras. Los cortes masivos registrados en 2024 por vientos excepcionalmente fuertes son un ejemplo: el sistema funcionó conforme a su diseño, ya que las redes aéreas protegidas reducen significativamente las fallas por contacto con ramas, aunque no pueden evitar interrupciones ante la caída de árboles completos en eventos climáticos extremos.

Esto evidencia que el desempeño observado no responde a falta de inversión, sino a la interacción entre infraestructura adecuada y desafíos institucionales y regulatorios en la gestión de riesgos externos. Mejorar la resiliencia requiere coordinación entre actores, decisiones técnicas y regulatorias, y un equilibrio entre el nivel de riesgo aceptable y la inversión asumida por los usuarios. Cualquier mejora en la calidad del suministro implicará un incremento en las tarifas, lo que plantea desafíos adicionales en el contexto actual de descongelamiento tarifario.

### **4. Desafíos de la generación distribuida**

La generación distribuida, principalmente asociada a sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales menores a 300 kW, ha mostrado una expansión acelerada durante los últimos años. Entre enero de 2020 y diciembre de 2025, la capacidad instalada aumentó desde 45 MW a casi 450 MW (Figura 10). El descongelamiento

de las tarifas eléctricas iniciada a mediados de 2024 ha impulsado aún más el interés por este tipo de soluciones. En este contexto, los sistemas de generación detrás del medidor permiten a los clientes residenciales y comerciales reducir su consumo desde la red, autogenerar parte de su energía e inyectar excedentes, lo que contribuye a disminuir su factura eléctrica. Se espera que la adopción de generación distribuida continúe en expansión durante los próximos años.

Desde una perspectiva operativa, la generación solar distribuida reduce la demanda del sistema durante el horario solar, pero se mantiene invariable durante la noche, lo que provoca rampas más pronunciadas al atardecer. Es decir, se reduce la demanda justamente en los momentos donde hay excedentes de energía renovable en el sistema: cuando la radicación solar es alta. Si aumenta el interés por la instalación de BESS en estos sistemas, se podría revertir esta situación.

En términos técnicos, el desarrollo de generación distribuida genera un riesgo en la medida que la norma no define apropiadamente requerimientos de soporte de variaciones de tensión y frecuencia, particularmente en aquellos sistemas que se conectan en baja tensión. Lo anterior introduce una vulnerabilidad que puede afectar al sistema eléctrico con desconexiones en escala de sistemas de generación distribuida. Dicho potencial de desconexión puede difícilmente ser controlado con los recursos que se han dispuestos para control primario de frecuencia. Lo anterior es particularmente relevante si el sistema se encuentra en un Estado de Emergencia, donde las capacidades de soporte de variaciones de generación son más limitadas.

## DESAFÍOS TRANSVERSALES DEL SECTOR

Además de los desafíos particulares que enfrentan los segmentos de generación, transmisión y distribución presentados, existen otros segmentos afectados que influyen de forma transversal al sector energético.

### Ordenamiento territorial

Los IPT orientan el desarrollo urbano, industrial y ambiental, buscando compatibilidad entre producción, protección del medio ambiente y calidad de vida de la población. Sin embargo, en los últimos años se ha evidenciado una tendencia de las actualizaciones de estos instrumentos a restringir el desarrollo de actividades productivas, particularmente aquellas clasificadas como peligrosas o contaminantes. En diversas localidades del país, los IPT recientemente actualizados y aquellos en proceso de revisión muestran una orientación hacia la reducción progresiva de la intensidad de usos industriales peligrosos y contaminantes, favoreciendo aquellas actividades que implican un uso inofensivo o molesto<sup>5</sup>. En algunos casos, incluso se restringe la instalación de infraestructura energética en zonas donde antes estaba permitida, lo que introduce incertidumbre para la planificación y viabilidad de nuevos proyectos.

Un caso de esto corresponde a la comuna de Mejillones, que se encuentra actualizando el Plan Regulador Intercomunal Borde Costero de Antofagasta (PRIBCA) y el Plan Regulador Comunal (PRC). La propuesta inicial del PRIBCA buscaba restringir el desarrollo industrial en la zona portuaria, permitiendo solo actividades inofensivas, lo que habría limitado la instalación de proyectos considerados peligrosos o molestos, incluyendo aquellos vinculados al H<sub>2</sub>V. Tras las observaciones del proceso participativo, se mantuvo la calificación industrial en el PRIBCA y se trasladó el debate al ámbito del PRC. En este instrumento, el municipio evaluó cinco alternativas para la zonificación industrial. La opción preferida por el comité es una que limita la zona a industrias catalogadas como inofensivas y mo-

lestas, prohibiendo las actividades peligrosas y contaminantes, aunque la modificación aún se encuentra en evaluación. Casos similares se han registrado en otras localidades del país.

### Producción y almacenamiento de H<sub>2</sub> y amoníaco (NH<sub>3</sub>)

Las disposiciones sectoriales inciden en la localización y calificación de nuevas actividades energéticas, especialmente aquellos asociados a la producción y almacenamiento de H<sub>2</sub>V. La Circular Ord. N°0504 (DDU 470), emitida por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo en 2022, establece criterios para la calificación de estas actividades industriales. Conforme a esta normativa, los proyectos cuya finalidad principal sea la generación y/o almacenamiento de hidrógeno (independientemente del proceso utilizado) se califican como Infraestructura Energética, por lo que no está permitido en zonas que no contemplen este tipo de uso. En cambio, los proyectos orientados a la producción y almacenamiento de NH<sub>3</sub>, donde el hidrógeno actúa solo como insumo, se clasifican como Actividad Productiva, conforme al Artículo 2.1.28 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción (OGUC)<sup>6</sup>.

A su vez, la Circular B32 de la Subsecretaría de Salud establece criterios para la clasificación de actividades productivas que almacenan sustancias reguladas por el DS 43/2015. Según esta normativa, una instalación que almacene NH<sub>3</sub> o hidrógeno como producto químico (por ejemplo, en almacenamiento estratégico para producir NH<sub>3</sub>) será calificada según el volumen almacenado, quedando definidos los límites máximos tanto para estanques superficiales como enterrados.

Las restricciones impuestas por los IPT y la normativa sanitaria limitan la capacidad de almacenamiento y restringen la instalación de proyectos energéticos, afectando su viabilidad en zonas recalificadas como inofensivas o que no permitan este tipo de infraestructura.

A su vez, la actualización de los IPT puede restringir significativamente las alternativas de desarrollo energético, sobre todo si las zonas

5 La definición de usos de suelo se encuentra establecida en la OGUC, que señala que las actividades productivas pueden ser calificadas por la SEREMI de Salud como peligrosas, insalubres, contaminantes, molestas o inofensivas (Art. 2.1.28), en consideración a los riesgos que su funcionamiento pueda causar a sus trabajadores, vecindario y comunidad (Art. 4.14.2).

6 Esta distinción se basa en que el NH<sub>3</sub> no forma parte del sector energía (Artículo 3 del Decreto Ley N°2.224).

dejan de admitir infraestructura energética o actividades productivas peligrosas. El Artículo 62 de la Ley General de Urbanismo y Construcciones (LGUC) establece que los terrenos y edificaciones cuyo uso no se ajusta a los instrumentos vigentes quedan "congelados", impidiendo el aumento del volumen de construcción existente, salvo para casos de mitigación ambiental o mejoras arquitectónicas, e incluso permitiendo el traslado obligatorio dentro de la comuna de industrias mal ubicadas que generen molestias. Además, el Artículo 183 permite que los planes reguladores establezcan condiciones adicionales para proyectos estratégicos, como compensaciones ambientales. Sin embargo, no existe una reglamentación precisa sobre su aplicación, introduciendo incertidumbre para empresas y dificultando la planificación y ejecución de proyectos de reconversión energética.

### **Desarrollo del H<sub>2</sub>V en Chile**

El H<sub>2</sub>V se obtiene mediante electrólisis de agua desalinizada utilizando energías renovables y se ha vuelto mediático en los últimos años por los beneficios que su desarrollo podría implicar, especialmente por el hecho de que no emite CO<sub>2</sub> al combustionar (aunque requiere controlar las emisiones de NO<sub>x</sub>). Sus principales usos proyectados son como insumo en la industria química, la refinación de petróleo, y, eventualmente, la generación eléctrica.

Diversos estudios indican que Chile podría tener condiciones óptimas para convertirse en líder exportador hacia Europa y Asia, gracias al potencial solar y BESS en el norte y al recurso eólico en la Patagonia. Hasta diciembre de 2025, se reportan 12 iniciativas en el SEIA vinculadas a proyectos de H<sub>2</sub>V y derivados, que incluyen generación renovable, producción, acondicionamiento y almacenamiento de H<sub>2</sub>V, reconversión a otros combustibles y logística asociada.

La Región de Antofagasta concentra la mayor cartera, con dos proyectos aprobados y tres en calificación, por una inversión conjunta cercana a 13.800 USD MM. La de Valparaíso cuenta con un proyecto aprobado por 30 USD MM,

mientras que Magallanes suma un piloto aprobado y cuatro proyectos en calificación, con inversiones cercanas a 28.400 USD MM. En otras regiones, como Biobío y Atacama, se desarrollan iniciativas de menor escala, principalmente orientadas a la exportación.

A pesar de estas oportunidades, persisten desafíos estructurales. Los costos del H<sub>2</sub>V se mantienen elevados en comparación con la energía solar y los BESS. A nivel internacional, menos del 2% de los proyectos planificados ha asegurado financiamiento o iniciado construcción, debido a la falta de un mercado consolidado, la incertidumbre regulatoria y falta de demanda. En Estados Unidos, la reducción de incentivos fiscales ha desacelerado la industria, mientras que Australia, líder mundial en H<sub>2</sub>V, ha experimentado retrasos, ventas o cancelaciones de proyectos. Grandes empresas energéticas también han reducido inversiones en energías renovables, lo que refleja un contexto internacional complejo.

En Chile, los proyectos enfrentan demoras por cuestionamientos ambientales y oposición territorial, lo que prolonga los tiempos de tramitación ambiental y genera incertidumbre para los inversionistas. Proyectos como INNA (AES Andes), que finalmente fue cancelado en enero de 2026, recibió críticas por potencial contaminación lumínica que afectaría zonas astronómicas, mientras que Faro del Sur (HIF Chile y Enel Green Power) ha sido objeto de observaciones de organizaciones territoriales y comunidades por impactos sociales y ambientales. Estas dificultades contrastan con mercados más ágiles en Latinoamérica: Perú que aprobó en marzo de 2025 permisos ambientales para un megaproyecto de H<sub>2</sub>V por más de 12.800 USD MM, consolidando su posición competitiva en la región.

En conjunto, la falta de alineación entre el ordenamiento territorial y los objetivos estratégicos del H<sub>2</sub>V constituye otro obstáculo. La diferencia normativa limita la instalación conjunta con NH<sub>3</sub> y evidencia la necesidad urgente de facilitar el despliegue ordenado, coherente y competitivo de esta industria emergente.

## Avance de inversiones 2022-2025

En el Informe IDS 2022-2031 se realizó una estimación de las necesidades de inversión para dicho periodo, marcadas por la reducción en la infraestructura requerida para los últimos años. En esta edición del Informe se estima el avance de la inversión entre los años 2022 y 2025 (Tabla 3).

Es importante señalar que los valores del estado de avance de la brecha para todos los segmentos no son totalmente comparables con la brecha inicial del periodo 2022-2031, ya que las metodologías utilizadas en ambos informes difieren.

En el informe del período anterior (2022-2031) se identificaron requerimientos de inver-

sión por un total de 11.525 USD MM, compuesta por un requerimiento de 8.250 USD MM en el sector de generación, 1.991 USD MM en el sector de transmisión, y 1.284 USD MM en el sector de la distribución.

Para cuantificar el avance en los requerimientos de inversión durante el periodo 2022-2025, se analizaron los proyectos e inversiones de los tres segmentos que se materializaron durante este, lo que permite evidenciar el sólido ritmo de inversión que ha mostrado el sector en estos años.

En el segmento de la generación, entre 2022 y 2025 se instalaron 6,8 GW de energía

TABLA 3

### Avances de necesidades de inversión período 2022-2031 (USD MM)

SEGMENTO	IDS 2022-2031	AVANCES 2022-2025
Generación	8.250	11.502
Transmisión	1.991	1.266
Distribución	1.284	1.446 (+655 de inversión en mantenimiento)
<b>Total</b>	<b>11.525</b>	<b>14.214</b>

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de Informe de Infraestructura para el Desarrollo Sostenible (IDS) 2022-2031 de la Cámara Chilena de la Construcción.

Para cuantificar el avance en los requerimientos de inversión durante el periodo 2022-2025, se analizaron los proyectos e inversiones de los tres segmentos que se materializaron durante este, lo que permite evidenciar el sólido ritmo de inversión que ha mostrado el sector en estos años.

solar, 2,3 GW de energía eólica y 2,5 GW de BESS. Además, se instalaron algunos proyectos hídricos, de biomasa y diésel pequeños, por un total de 300 MW (detalle de los proyectos en Anexo 7: Avances 2022-2025 en generación). En total, esto equivale a inversiones aproximadas del orden de 11.502 USD MM. Para estimar la inversión en el período de 2022 a 2025, se analizan los proyectos de generación que entraron en operación durante dicho período, y se valorizaron al costo de inversión promedio dependiendo de su tecnología de generación. La comparación con las necesidades de inversión definidas en el IDS anterior no es directa, ya que dicho informe solo consideró los proyectos declarados en construcción a la fecha, lo que resultó en una subestimación de las inversiones del sector.

En el segmento de transmisión, entre 2022 y 2025 entraron en operación 118 obras (detalles en Anexo 8: Cartera de proyectos de transmisión de avances 2022-2025), de las cuales 15 corresponden a líneas de transmisión y 103 a subestaciones. En conjunto, estas obras representaron una inversión total de 1.266 USD MM. Para estimar esta inversión, se consideran aquellas que iniciaron operación en dicho período, valorizadas

según los montos de adjudicación reportados por la CEN.

Por el lado de la distribución, entre 2022 y 2025, las empresas distribuidoras invirtieron aproximadamente 2.100 USD MM. Esta inversión se compone de 1.108 USD MM asociados a la construcción de nuevas redes, 654 USD MM asociados al mantenimiento y reemplazo de activos para asegurar la calidad del servicio y las redes, y 338 USD MM a la incorporación de tecnologías de la información, digitalización, medidores inteligentes y calidad del servicio. Los valores de inversión históricos para 2022-2024 se obtienen de las Memorias anuales de las principales distribuidoras del país, mientras que para el 2025 se estima como el promedio simple de los años anteriores. Para distribuidoras más pequeñas y cooperativas, la inversión se estima siguiendo la metodología detallada en el Anexo 4: Metodología de proyección de inversiones en distribución. En el Informe de Infraestructura para el Desarrollo Sostenible 2022-2031, las necesidades de inversión en distribución se estimaron siguiendo una metodología diferente, que considera el Valor Agregado de Distribución, lo que hace que ambas estimaciones no sean directamente comparables.

# Proyecciones del sector y requerimientos 2026-2035

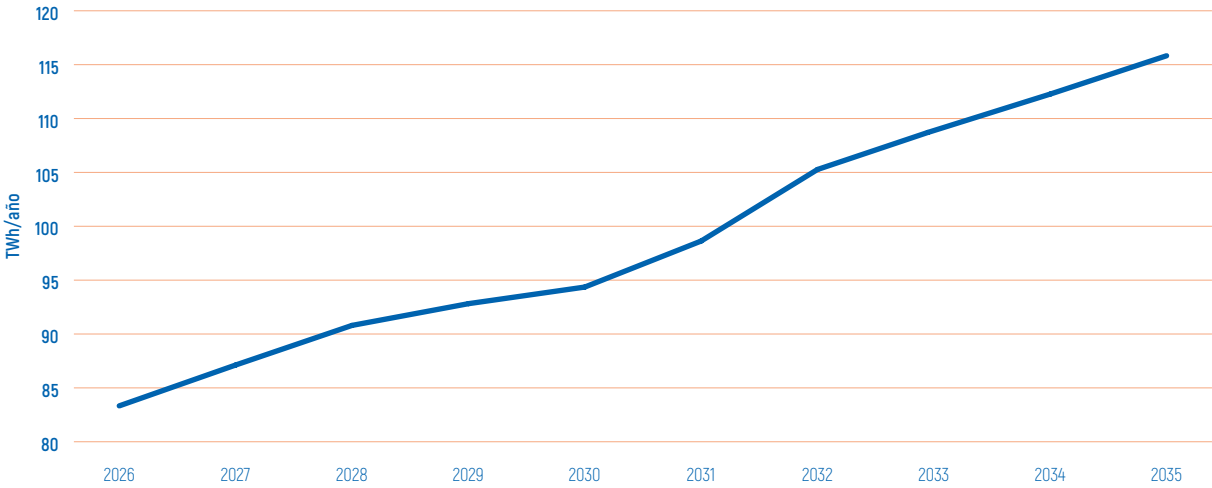
Chile atraviesa una transformación energética marcada por el crecimiento acelerado de renovables y el desarrollo de BESS. Sin embargo, la infraestructura de transmisión y distribución no siempre avanza al mismo ritmo que la generación, lo que limita el aprovechamiento pleno de la energía limpia disponible. Para garantizar un sistema confiable, eficiente y capaz de acompañar esta transición, se requiere una planificación robusta y una mejor coordinación interinstitucional y el fortalecimiento del marco regulatorio que guía su expansión y operación.

## PROYECCIÓN DE DEMANDA

Se proyecta que la demanda eléctrica alcance 116 TWh en el 2035, frente a los 79,7 TWh del 2024, lo que refleja una tasa de crecimiento promedio anual del 4,4%. En la Figura 11 se presenta el consumo anual estimado para el SEN.

Para proyectar la demanda del SEN, se utiliza como base la demanda histórica y se construye un perfil horario para cada día del año. Este se ajusta según las expectativas de crecimiento de los diferentes sectores de consumo nacional,

FIGURA 11  
Proyección de demanda del SEN para el periodo 2026-2035



Fuente: Elaboración propia.

Chile atraviesa una transformación energética marcada por el crecimiento acelerado de renovables y el desarrollo de BESS. Sin embargo, la infraestructura de transmisión y distribución no siempre avanza al mismo ritmo que la generación, lo que limita el aprovechamiento pleno de la energía limpia disponible.

tendencias históricas observadas en el comportamiento reciente del SEN, informes reportados por agentes del mercado y grandes consumos asociados a nuevos proyectos en desarrollo

(ampliación de proyectos mineros, instalación de nuevas plantas industriales de gran escala y el desarrollo de industrias emergentes como los *data centers*).

**TABLA 4**  
**Demanda histórica y proyectada por región al 2035**

REGIÓN	DEMANDA (TWH)		
	2024	2030	2035
Arica y Parinacota	0,4	0,6	0,8
Tarapacá	4,0	6,4	11,3
Antofagasta	18,1	21,1	25
Atacama	4,4	5,9	7,1
Coquimbo	2,2	2,4	2,9
Valparaíso	7,3	8,2	9,7
Región Metropolitana	23,0	26,9	31,4
O'Higgins	4,8	5,1	6,1
Maule	3,4	3,8	4,5
Ñuble	1,0	1,4	1,8
Biobío	5,1	5,7	6,8
Araucanía	2,3	2,6	3,2
Los Ríos	1,0	1,2	1,5
Los Lagos	2,6	3	3,8
Aysén	0,20	0,23	0,25
Magallanes	0,41	0,48	0,54
<b>País</b>	<b>80,2</b>	<b>95,0</b>	<b>116,7</b>

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de CEN.



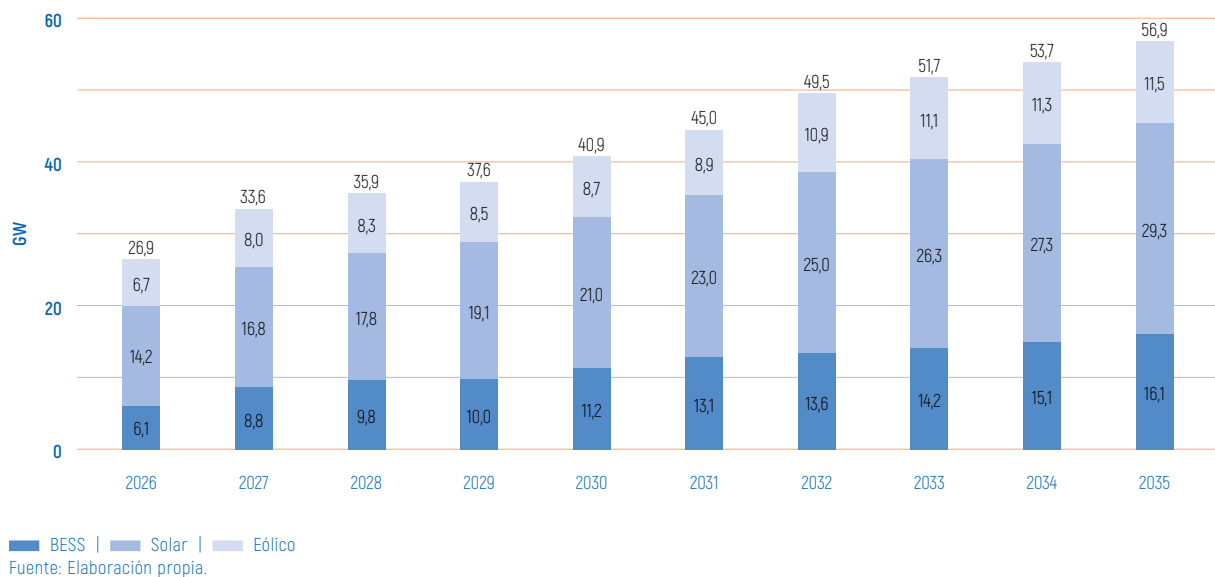
## PROYECCIÓN DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Para proyectar la expansión de la capacidad instalada del SEN se utiliza un modelo de optimización que minimiza los costos de inversión y operación para cubrir la demanda. Este modelo considera parámetros y escenarios, como la capacidad en construcción, proyecciones de demanda, condiciones hidrológicas y precios de combustibles, para definir la nueva inversión óptima. Además, se consideran los proyectos de generación en desarrollo (más detalles en Anexo 2: Metodología de proyección de capacidad). A diciembre de 2025, había **más de 12,2 GW** de proyectos declarados en construcción por la CNE, de estos, el 53% son BESS.

Ante esto, se proyecta que para el 2035 la capacidad **solar** aumente desde **12,3 GW a 29,3 GW**, la eólica casi se duplique, pasando de **6,4 GW a 11,5 GW** y los BESS experimenten un incremento significativo, desde **1,8 GW hasta 16,1 GW** (Figura 12).

FIGURA 12

**Evolución de la capacidad renovable requerida, para el periodo 2026-2035**



Se proyecta que la mayor expansión de capacidad ocurra en la zona norte, especialmente entre las regiones de Tarapacá y Atacama, con un desarrollo homogéneo durante toda la década. En la zona central se espera una incorporación más acotada de capacidad adicional, principalmente asociada a BESS hacia el final del período, principalmente en centrales solares ya existentes. En la zona sur, el desarrollo será considerablemente menor y se concentrará entre 2026 y 2028, condicionado por la limitada capacidad de transmisión disponible y la mayor densidad poblacional, factores que restringen la instalación de nueva generación a gran escala.

A nivel estacional, la generación solar será menor en invierno por la baja radiación y la reducción de horas de luz, lo que limitará la capacidad de carga de los BESS y reducirá su aporte en horas sin sol. En este contexto, la generación térmica seguirá siendo esencial para cubrir la demanda, especialmente en escenarios de hidrología seca. Incluso en años húmedos, no se podrá prescindir totalmente del despacho

térmico, particularmente durante el primer semestre, cuando la generación hídrica disminuye (Figura 13).

También se proyecta un crecimiento anual sostenido del consumo en los SSMM durante la próxima década: en Los Lagos el consumo aumentaría en promedio un 1,3% anual, lo que equivale a un incremento de 3,7 GWh entre 2025 y 2035. En Aysén, se estima un crecimiento promedio de 2,0% anual, equivalente a 44 GWh en la próxima década, mientras que en Magallanes alcanzaría 2,4% anual, correspondiente a 114 GWh en la próxima década, con variaciones entre ciudades. Para abastecer este aumento de demanda, la Región de Aysén deberá incrementar un 28% su capacidad mediante nuevas centrales hidroeléctricas, diésel, eólicas y BESS. Magallanes deberá aumentar su capacidad en un 14,1% con siete centrales a gas y dos unidades diésel, por un total estimado de 19,5 USD MM. Por el contrario, los SSMM de Los Lagos son capaces de abastecer la demanda con la capacidad existente, por lo que no requieren de nuevas inversiones (Tabla 5).

**FIGURA 13**  
**Evolución de la generación por tecnología para el periodo 2026-2035**

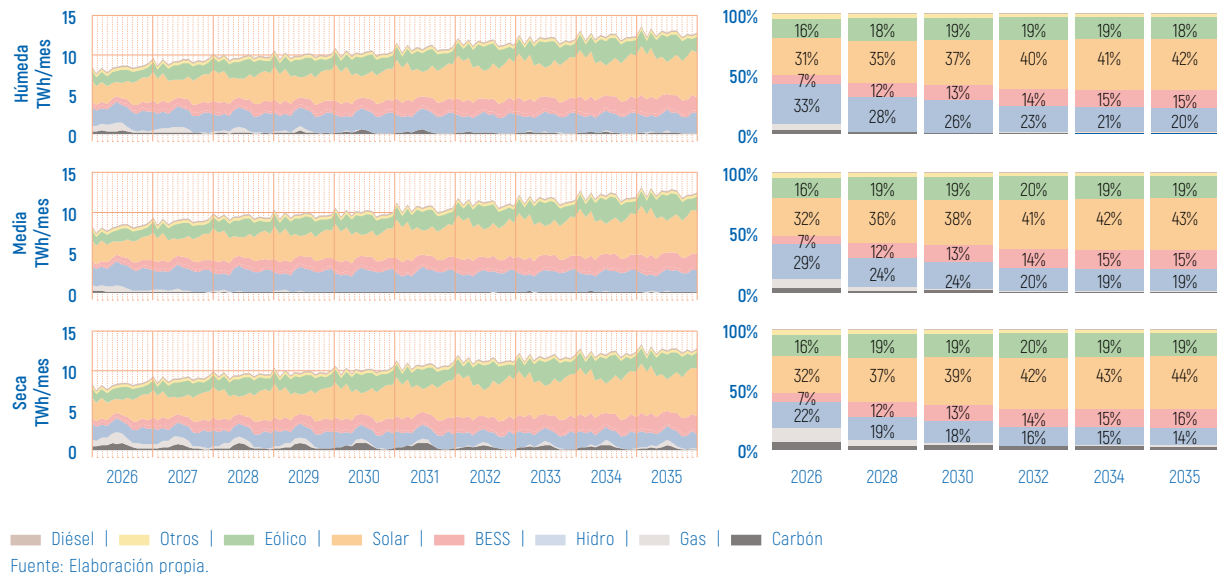


TABLA 5

### Proyección de capacidad instalada al 2025 e inversión requerida para el periodo 2026-2035, por región

REGIÓN	CAPACIDAD AL 2025 (GW)	CAPACIDAD ADICIONAL 2026-2035 (GW)	INVERSIÓN REQUERIDA 2026-2035 (USD MM)
Arica y Parinacota	0,1	0,6	477
Tarapacá	1,1	7,7	5.641
Antofagasta	13,4	12,8	11.169
Atacama	5,6	6,6	5.707
Coquimbo	2,4	1,7	1.234
Valparaíso	3,8	0,1	65
RM	2,7	5,4	3.942
O'Higgins	2,2	0,7	526
Maule	3,0	0,5	475
Ñuble	0,6	0,02	14
Biobío	5,7	0,4	642
Araucanía	0,6	0,04	31
Los Ríos	0,3	0,03	29
Los Lagos	1,0	0,1	137
Aysén	0,08	0,02	56
Magallanes	0,15	0,02	19
<b>País</b>	<b>42,7</b>	<b>36,8</b>	<b>30.164</b>

Fuente: Elaboración propia.

## PROYECCIÓN DEL SECTOR TRANSMISIÓN

Actualmente existen 215 proyectos de transmisión pendientes de adjudicación, que representan una inversión necesaria de casi 2.600 USD MM. La Tabla 6 muestra la distribución de estos proyectos, junto con aquellos que se encuentran en fase de desarrollo, que consideran líneas de transmisión a nivel nacional, regionales, la inversión destinada a subestaciones nacionales, zonales y obras urgentes (Figura 14).

Las principales oportunidades de inversión se concentran en la zona centro-sur, especialmente en la RM, O'Higgins y Maule, impulsadas por el dinamismo del crecimiento de la demanda. En el norte, destaca la Región de Antofagasta, favorecida por la creciente penetración de energías renovables y la expansión sostenida de la actividad minera.

Para la proyección de inversión en obras de transmisión se consideran los proyectos definidos en los Planes de Expansión Anual de la Transmisión entre 2017 y 2024, junto con los proyectos contemplados entre 2012 y 2016 bajo el procedimiento especial establecido en el Artículo

TABLA 6

**Instalación de nuevas obras de transmisión por región (2026-2035, USD MM)**

REGIÓN	OBRAS EN DESARROLLO (USD MM)	OBRAS EN PROCESO DE ADJUDICACIÓN (USD MM)	OBRAS POR DEFINIR EN PLANES DE EXPANSIÓN FUTUROS (*)
Arica y Parinacota	9	12	–
Tarapacá	39	70	–
Antofagasta	139	201	–
Atacama	23	30	–
Coquimbo	76	81	–
Valparaíso	109	112	–
RM	293	206	–
O'Higgins	221	244	–
Maule	165	234	–
Ñuble	65	185	–
Biobío	179	103	–
Araucanía	0	134	–
Los Ríos	23	106	–
Los Lagos	54	60	–
Líneas de transmisión interregionales	2.030	797	–
<b>País</b>	<b>3.425</b>	<b>2.575</b>	<b>2.268</b>

(\*) Las obras por definir en planes de expansión futuros corresponden únicamente a la cifra nacional y no cuentan con desagregación regional disponible a la fecha.

Fuente: Elaboración propia a partir de los planes de expansión de la CNE.

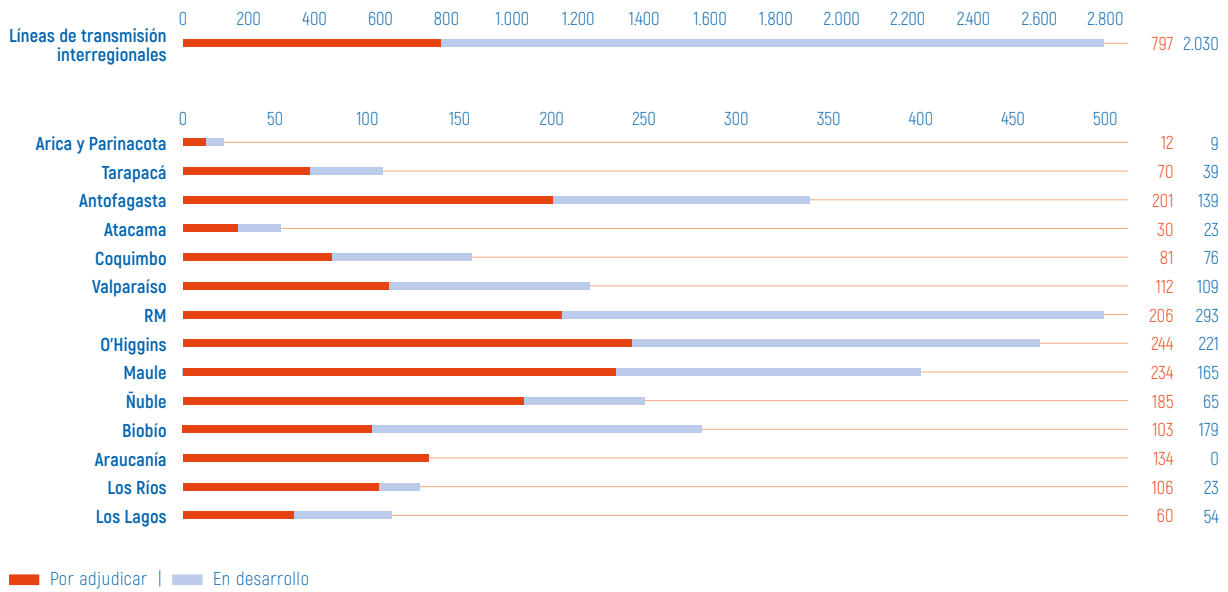
Transitorio 13 de la Ley 20.936 (más detalle en Anexo 3: Metodología de proyección de expansión de transmisión).

Adicional a esto, cada año se elabora un nuevo plan de inversión, con un promedio anual de 567 USD MM en obras de transmisión. Se espera que para el período 2026-2035 se definan aproximadamente 2.268 USD MM de inversión adicional en obras de transmisión, las que se irán individualizando en los planes de inversión hasta el año 2028. De manera complementaria, pueden surgir obras singulares, como la línea HVDC hacia el sur, la que fue rechazada por el Panel de Expertos.

El desarrollo del sistema de transmisión contempla obras estratégicas como la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, que tendrá una longitud aproximada de 1.500 km y se extenderá desde la Región de Antofagasta hasta la RM, diseñada para aumentar la capacidad de transferencia entre la zona norte y el centro, con el objetivo de reforzar la robustez del sistema frente al crecimiento de la generación renovable. Asimismo, los planes de expansión recientes contemplan proyectos orientados a fortalecer la transmisión entre la zona centro y sur del país.

FIGURA 14

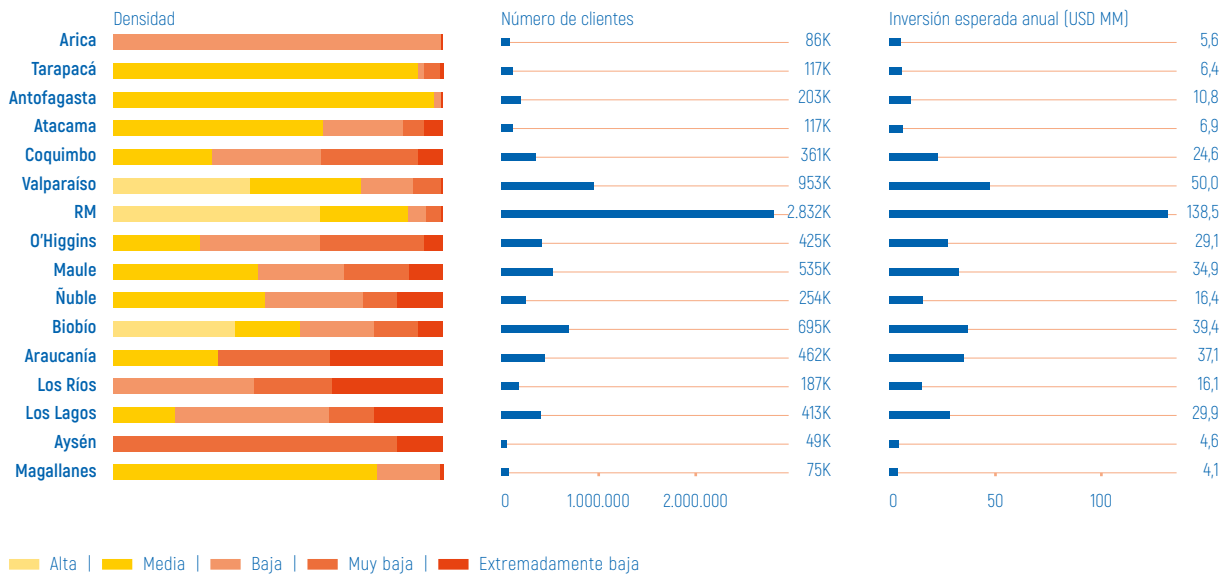
**Instalación de nuevas obras de transmisión por región (2026-2035, USD MM)**



Fuente: Elaboración propia a partir de los planes de expansión de la CNE.

FIGURA 15

**Densidad, número de clientes y estimación de la inversión anual en el segmento de la distribución por región**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Censo 2024, CNE, NTSyCS y Memorias de Empresas distribuidoras.

## PROYECCIÓN DEL SECTOR DISTRIBUCIÓN

Las necesidades de inversión en distribución se concentran en tres áreas principales: la expansión y construcción de nuevas redes (55%), mantenimiento y reemplazo de activos para asegurar la calidad del servicio y las redes (30%), y la incorporación de tecnologías de la información, digitalización, medidores inteligentes y calidad del servicio (15%).

Las inversiones anuales de las empresas distribuidoras están condicionadas por diversos factores, como la tasa de crecimiento del consumo, el factor de carga, el incremento de la demanda máxima, los objetivos de mejora en la

calidad de suministro y la cantidad y densidad de clientes atendidos. A medida que aumenta la densidad del área de cobertura de una distribuidora, la inversión anual por cliente disminuye, ya que los costos fijos de infraestructura se reparten entre más usuarios. En cambio, en zonas con baja densidad, la inversión por cliente es mayor. La relación entre la densidad y el número de clientes por distribuidora permite estimar con mayor precisión los niveles de inversión anual requeridos, así como anticipar brechas regionales y necesidad de refuerzos (Figura 15). Más detalles en el Anexo 4: Metodología de proyección de inversiones en distribución.

La Tabla 7 presenta el detalle de inversión requerida en distribución para el período 2026-2035.

TABLA 7

### Inversión estimada para el periodo 2026-2035 por región (USD MM) en el segmento de la distribución

REGIÓN	EXPANSIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS REDES	MANTENIMIENTO Y REEMPLAZO DE ACTIVOS	TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y MEDIDORES INTELIGENTES	TOTAL
Arica y Parinacota	31	17	8	56
Tarapacá	35	19	10	64
Antofagasta	59	32	16	108
Atacama	38	21	10	69
Coquimbo	135	74	37	246
Valparaíso	275	150	75	500
Región Metropolitana	762	416	208	1.385
O'Higgins	160	87	44	291
Maule	192	105	52	349
Ñuble	90	49	25	164
Biobío	217	118	59	394
Araucanía	204	111	56	371
Los Ríos	89	48	24	161
Los Lagos	164	90	45	299
Aysén	25	14	7	46
Magallanes	23	12	6	41
<b>País</b>	<b>2.499</b>	<b>1.363</b>	<b>682</b>	<b>4.544</b>

Fuente: Elaboración propia.

## CONFIABILIDAD Y RESILIENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico necesita recursos capaces de mantener su estabilidad ante fallas o perturbaciones y de recuperarlo tras un apagón, como el ocurrido el 25 de febrero de 2025. En este contexto, se han identificado dos áreas críticas que presentan debilidades estructurales en la provisión de confiabilidad del SEN: fortaleza de red y partida autónoma.

### Fortaleza de red

Permite mantener estable la onda de tensión, evitando que los generadores basados en inversores seguidores de red (*grid following*) se desconecten ante fallas. Esta capacidad es crítica para garantizar un suministro eléctrico confiable en un contexto de alta integración de tecnologías renovables basadas en inversores. La fortaleza de red se logra mediante generadores capaces de aportar corriente de cortocircuito, atributo que tradicionalmente ha sido un subproducto de la generación con máquinas síncronas (como la generación térmica e hídrica). Sin embargo, a medida que estas son reemplazadas por centrales con inversores o se retiran, disminuye el número de generadores que contribuyen a la fortaleza del sistema.

Los inversores *grid-following* no aportan fortaleza de red; por el contrario, suelen reducirla y dependen de la fortaleza proporcionada por otras tecnologías para operar de manera confiable ante fallas. Inversores con capacidad *grid-forming* pueden contribuir a mantener estable la onda de tensión, sin embargo, no aportan con corriente de corto circuito suficiente para mantener la operación confiable del sistema de protecciones que forma parte del sistema de transmisión.

Actualmente, existe un desafío en la provisión de corriente de cortocircuito en la zona norte, situación que se extiende de forma emergente hacia la zona central debido a la alta integración solar de los últimos años. Para cubrir esta necesidad se estima que, en el corto plazo, se requiere incorporar al menos 400 MVA de infraestructura adicional capaz de proveer corriente de cortocircuito en el centro y Norte Grande, equivalentes a una inversión aproximada de 150 USD MM cada uno. Si bien la ubicación específica de los requerimientos adicionales debe ser definida por el CEN, es probable que estos se

concentren en las regiones de Antofagasta, y Valparaíso o RM.

Además, hacia el año 2030, se podría requerir de capacidad adicional en la zona norte. La ubicación y capacidad específica de estos recursos debe ser definida por el CEN y validada por la CNE y el Ministerio de Energía, considerando las observaciones de empresas generadoras y asociaciones de consumidores. Entre las alternativas tecnológicas disponibles, destacan los condensadores síncronos que, si bien no generan energía, aportan corriente de cortocircuito y fortalecen la red.

### Partida autónoma

La partida autónoma es fundamental durante la recuperación del sistema ante un apagón, ya que permite que ciertas centrales inicien operaciones sin depender del abastecimiento de energía externa y energizando gradualmente las distintas zonas del sistema durante el proceso de restauración. Para ello, se definen islas de recuperación del servicio (Tabla 8).

Actualmente existen brechas en zonas como Iquique y la Región de Valparaíso, así como la ausencia de una regulación que establezca el estándar de recuperación de servicio. Para cubrir estas necesidades se estima que, en el corto plazo, se requieren al menos 150 MW de nueva capacidad de partida autónoma en la zona norte y centro, con una inversión estimada de 200 USD MM para cada zona (400 USD MM en total). Si bien la ubicación específica de los requerimientos adicionales debe ser definida por el CEN, es probable que estos se concentren en las regiones de Antofagasta, y Valparaíso o RM. Además, durante los próximos diez años será necesario incorporar unidades adicionales en el Norte Grande, el norte y el centro, dependiendo de los estándares de recuperación que establezca la autoridad regulatoria.

Es necesario definir estándares de recuperación y planificar los recursos adicionales requeridos, incorporando soluciones integradas que fortalezcan la resiliencia del sistema. También es posible, mediante una definición apropiada de requerimientos, establecer una licitación de servicios que permitan capturar sinergias entre *black start* y corriente de cortocircuito, mediante una evaluación sistémica e integrada de las necesidades, favoreciendo el

TABLA 8

Detalle de las islas nacionales del proceso de reposición del servicio y los activos con *black start* disponibles

ZONA	ÁREA	MW (ZONA)	MW (ÁREA)	NÚMERO CENTRALES	NÚMERO UNIDADES	DEPENDENCIA RECURSOS HÍDRICOS (%)	TIEMPO DE PARTIDA MÍNIMA (MIN)
Norte Grande	Arica	664	25	2	11	0	1,2 – 8,0
	Iquique		-	-	-	-	-
	Capricornio		29	1	10	0	18,0
	Tarapacá		20	1	1	0	7,5
	Centro		76	1	3	0	9,0 – 12,0
	O'Higgins		225	1	2	0	12,0
	Cordillera		326	1	2	0	210,0
Norte	Diego de Almagro	181	42	2	2	0	6,0 – 9,0
	Cardones		58	1	3	0	6,2 – 7,8
	Pan de Azúcar		81	1	50	0	1
V Región	Área Costa	-	-	-	-	-	-
	Área Valle		-	-	-	-	-
Centro	Alto Jahuel	1.728	1.037	3	4	60	6,8 – 11,0
	Cerro Navia		632	2	7	100	1,4 – 46,7
	Itahue		59	1	36	0	1
Sur	Biobío	1.671	1.437	4	10	86	4,1 – 22
	La Araucanía		235	3	7	100	9,6 – 14

Fuente: Elaboración propia a partir el Estudio de Plan de Reposición del Servicio del CEN.

desarrollo eficiente de infraestructura orientada a fortalecer la confiabilidad del SEN. Los activos de partida autónoma pueden aportar corriente de cortocircuito si se les incorpora un *clutch* o embriague, lo que les permite operar como condensadores síncronos sin generar energía cuando esta no se requiere. Se sugiere aprovechar las sinergias entre ambos servicios, de modo que la eventual nueva infraestructuras destinada a *black start* puedan también proveer la corriente de cortocircuito necesaria en el corto plazo. Bajo este enfoque, la inversión total requerida para cubrir ambos servicios se estima en alrededor de 400 millones de dólares.

## RESUMEN DE LOS REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN 2026-2035

La distribución territorial de las inversiones revela patrones estructurales importantes. Existe una marcada concentración en la zona norte, donde las regiones de Tarapacá, Antofagasta y Atacama representan el 58% del total de inversiones proyectadas para la década. El segmento de generación concentra un 76% de las necesidades de inversión, equivalentes a casi 40.000 USD MM (detalles de la cartera de proyectos se presentan en Anexo 5: Cartera de proyectos), mientras que el segmento de la transmisión un 12% (cerca de 4.900 USD MM), cifra que corresponde

a la suma de las obras actualmente en proceso de adjudicación (2.575 USD MM) y las nuevas obras que se definirán en el futuro (2.268 USD MM), distribuidos en obras a lo largo del territorio nacional (detalles en Anexo 6: Cartera de proyectos). En cuanto al segmento de distribución, la inversión se concentra en regiones con alta densidad poblacional, destacando la RM con un 30% del total (sobre 4.500 USD MM). Adicional a esto, se requieren, en primera instancia, cerca de 400 USD MM en inversiones de seguridad asociados a capacidad adicional de corriente de cortocircuito y partida autónoma en el norte y centro del país.

El desarrollo del sector energético ofrece

oportunidades de inversión significativas, especialmente en generación renovable, almacenamiento e infraestructura de transmisión, pero su materialización en los plazos requeridos dependerá de abordar las brechas críticas en tramitación ambiental, seguridad operativa y planificación territorial.

A pesar de esto, la inversión en el sector energía muestra un dinamismo importante, consolidándose como uno de los principales motores de la inversión en Chile. De acuerdo con datos de noviembre de 2025 de la Corporación de Bienes de Capital, el sector concentra alrededor del 21% de la inversión nacional proyectada, ubicándose como la tercera categoría con mayor actividad, solo por detrás de la minería y las obras públicas.

**TABLA 9**  
**Inversión estimada para el periodo 2026-2035 por región (USD MM)**

REGIÓN	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	SEGURIDAD (*)	TOTAL
Arica y Parinacota	477	12	56		545
Tarapacá	5.641	70	64		5.775
Antofagasta	11.169	201	108	200	11.678
Atacama	5.707	30	69		5.806
Coquimbo	1.234	81	246		1.561
Valparaíso	65	112	500	200	877
RM	3.942	206	1.385		5.533
O'Higgins	526	244	291		1.061
Maule	475	234	349		1.058
Ñuble	14	185	164		363
Biobío	642	103	394		1.139
Araucanía	31	134	371		536
Los Ríos	29	106	161		296
Los Lagos	137	60	299		496
Aysén	56	0	46		102
Magallanes	19	0	41		60
Líneas de transmisión nacionales	0	797	0		797
<b>País</b>	<b>30.164</b>	<b>2.575+2.268</b>	<b>4.544</b>	<b>400</b>	<b>39.951</b>

(\*) Considera sinergias entre la provisión de los requerimientos de *black start* y corriente de cortocircuito, optimizando así las inversiones necesarias. Si bien la ubicación específica de los requerimientos de seguridad debe ser definida por el CEN, es probable que estos se concentren en las regiones de Antofagasta, y Valparaíso o RM.  
Fuente: Elaboración propia.

# Recomendaciones para abordar los desafíos del sector

El período 2026-2035 será clave para la transición energética chilena: se busca avanzar hacia la carbono-neutralidad sin comprometer la confiabilidad del suministro ni la asequibilidad de la energía. La rápida expansión de renovables y BESS ha contribuido a reducir las emisiones y la dependencia térmica, pero también ha expuesto nuevas vulnerabilidades derivadas de la variabilidad de los recursos renovables, la ocurrencia de eventos climáticos extremos y las limitaciones estructurales del SEN. La sostenibilidad de esta transición exige abordar con urgencia los desafíos que afectan la resiliencia operativa, la expansión oportuna de la transmisión, la suficiencia en escenarios críticos y la transparencia hacia los usuarios. Para abordar los desafíos que enfrenta el sector, además de la inversión requerida, se proponen recomendaciones en los sectores de seguridad, generación, transmisión y distribución.

## SEGURIDAD

En el mediano plazo será indispensable definir mecanismos que permitan asegurar corriente de cortocircuito y capacidad de partida autónoma adicional, especialmente en las zonas con mayor déficit de estos servicios. Es prioritario establecer un esquema que incremente los recursos disponibles, considerando que la regulación actual de servicios complementarios permite licitaciones e instrucciones directas. Las prioridades inmediatas identificadas incluyen la incorporación de 150 MW de capacidad de partida autónoma y 400 MVA adicionales de corriente de cortocir-

cuito en las zonas norte y centro del sistema. Es posible encontrar sinergias entre ambos requerimientos, de modo que una misma infraestructura pueda proveer simultáneamente capacidad de *black start* y aporte de cortocircuito, optimizando así las inversiones necesarias.

Asimismo, se recomienda definir estándares de recuperación y planificar recursos adicionales, que fortalezcan la capacidad de respuesta del sistema frente a contingencias severas. Esto puede incluir la instalación adicional de infraestructura capaz de proveer corriente de cortocircuito y capacidad de partida autónoma en distintas zonas del sistema. Se deben aprovechar las sinergias entre los servicios.

## SECTOR DE LA GENERACIÓN

A nivel general, la inversión en el sector de generación está actualmente enfocada en el desarrollo de capacidad renovable solar y eólica<sup>7</sup>, junto con sistemas de almacenamiento. Esto se explica por sus cortos tiempos de implementación, bajos costos de inversión y reducidos costos de operación. En contraste, otras tecnologías con mayores costos enfrentan dificultades para competir, dado que la energía durante el día presenta precios muy bajos debido a la alta integración solar.

Sin embargo, asegurar la suficiencia en un sistema con alta participación renovable requiere de incentivos adecuados y una revisión del margen de reserva para que refleje las nuevas condiciones operativas. Es necesario

---

7 Dada la competitividad solar y BESS, la instalación de generación eólica se ha reducido significativamente.

evaluar mecanismos que garanticen suficiencia prolongada, considerando que, aunque el margen actual parece elevado, su disponibilidad real puede ser menor en escenarios de alta variabilidad y restricciones operativas, como la baja contribución solar en horas de la tarde y noche, la menor carga de BESS en invierno y la posible baja disponibilidad eólica en momentos críticos.

Los mecanismos actuales no permiten asegurar la suficiencia del sistema, por lo que se requiere rediseñar los incentivos para asegurar la disponibilidad en escenarios críticos y no solo en horas punta tradicionales. Es necesario incorporar criterios de duración y resiliencia que favorezcan a tecnologías capaces de sostener la operación durante períodos prolongados de baja generación renovable, definir subzonas de suficiencia y objetivos locales para reducir riesgos ante contingencias regionales (especialmente en el centro), y actualizar el margen de reserva considerando la variabilidad renovable, la carga de BESS, las condiciones hidrológicas, la indisponibilidad térmica y la evolución de la demanda.

Por otro lado, los activos adicionales de *black start* requeridos cumplirían un doble propósito, ya que, además de proporcionar este servicio, pueden aportar suficiencia estacional. Esto aumentaría la resiliencia del sistema desde ambas perspectivas.

Además, si para entregar los requerimientos de potencia de cortocircuito adicional que el sistema requiere en el largo plazo se favorece la reconversión de centrales térmicas a condensador síncrono (en lugar de instalar condensadores síncronos adicionales), estas unidades podrían, dependiendo del diseño del proyecto, mantener o no su capacidad de operar como planta térmica. En los casos en que dicha capacidad se conserve, se contribuiría a la suficiencia estacional y se fortalecería la resiliencia del sistema.

## SECTOR DE LA TRANSMISIÓN

### 1. Impulsar la agilidad en la expansión de la transmisión

La infraestructura de transmisión constituye un pilar fundamental para la transición energética, pero los procesos actuales presentan demoras significativas que comprometen la seguridad y el desarrollo del SEN. Desde el 2017, las obras nacionales tardan en promedio 19 meses en adjudicarse, mientras que las zonales alcanzan 22

meses, con casos extremos que superan los cinco años. A esto se suman retrasos constructivos que exceden sistemáticamente las estimaciones de los plazos.

Estas demoras se explican por una tramitación ambiental compleja y prolongada, falta de coordinación interinstitucional y dificultades recurrentes en las licitaciones, tales como obras abandonadas por alzas de costos, proyectos paralizados en el SEIA o licitaciones desiertas por precios máximos insuficientes. Aunque la Ley de Transición Energética introduce mejoras relevantes, estas no son suficientes por sí solas. Es imprescindible agilizar los procesos para garantizar que la transmisión acompañe el crecimiento renovable y la electrificación de la demanda.

En materia de evaluación ambiental, es fundamental avanzar hacia un proceso de evaluación más coherente y uniforme en todo el país. Actualmente, los criterios aplicados por los distintos organismos, como CONAF o el Consejo de Monumentos Nacionales, varían significativamente entre regiones, lo que genera incertidumbre y retrasos en la tramitación de proyectos, especialmente en aquellos de carácter interregional. La reciente modificación al reglamento del SEIA elimina la evaluación ambiental de líneas cortas (menores a 2 km) es un paso positivo, pero se recomienda profundizar estas mejoras mediante la estandarización de criterios y una mayor coordinación entre las instituciones estatales a nivel regional. Asimismo, dado que los proyectos nacionales y zonales de transmisión son promovidos por el Estado, sería conveniente dotarlos de una tramitación más ágil y predecible, alineada con los objetivos de planificación del sistema eléctrico.

### 2. Desafíos en el suministro de la RM

La RM concentra cerca del 29% de la demanda nacional, lo que la convierte en un punto crítico para la seguridad del sistema eléctrico. Sin embargo, la capacidad de transmisión que conecta el sistema nacional con el zonal de 110 kV que abastece Santiago es limitada, lo que incrementa el riesgo ante escenarios de alta demanda o contingencias en transmisión.

Para enfrentar estas restricciones, el CEN ha establecido condiciones especiales de seguridad que implican la operación de generación local, particularmente la central Nueva Renca bajo condiciones específicas: su despacho es obligatorio cuando la demanda supera cierto umbral.

Para reducir riesgos y reforzar la resiliencia del sistema zonal de la RM, se deben evaluar opciones que aporten flexibilidad y robustez, como desarrollar infraestructura de transmisión adicional que refuerce la conexión entre el sistema nacional y el zonal, incorporar almacenamiento estratégico en la RM para cubrir rampas y contingencias, y definir criterios zonales en la planificación que prioricen obras críticas para la seguridad del suministro en Santiago.

### **3. Eventos que evidencian vulnerabilidades en la transmisión de la RM**

El 6 de junio de 2024, un árbol ubicado fuera de la franja de servidumbre en la comuna de La Florida, en terreno privado, cayó sobre una línea de alta tensión, provocando el colapso de una torre de alta tensión. Este incidente activó produjo un corte masivo que afectó a 450.000 hogares en la RM.

Este evento confirma que la gestión de la vegetación es crítica no solo en distribución, sino también en transmisión, ya que la vegetación cercana a las líneas puede provocar interrupciones severas durante tormentas o vientos fuertes. Para mitigar estos riesgos, se recomienda fortalecer los protocolos de mantenimiento preventivo, establecer mayor coordinación con propietarios privados, incorporar tecnologías de detección temprana de riesgos antes de que se materialicen, y establecer planes de contingencia zonales que prioricen la recuperación rápida en áreas críticas como la RM.

### **4. Oportunidades de exportación de energía**

Chile cuenta actualmente con una interconexión de transmisión en la zona norte que permite exportar energía hacia Argentina (Salta). También se ha realizado una iniciativa de exportación de energía a una mina en Argentina mediante la línea que originalmente estaba destinada a abastecer el proyecto de Pascua Lama. Existe la posibilidad de desarrollar nuevas interconexiones que permitan abastecer futuros proyectos mineros en territorio argentino, especialmente aquellos ubicados cerca de la frontera. En muchos casos, podría resultar más eficiente construir nueva infraestructura desde el lado chileno, aprovechando la cercanía geográfica y la disponibilidad de energía, que conectarlos a la red argentina, abriendo oportunidades adicionales de integración energética y expansión de mercado.

## **SECTOR DE LA DISTRIBUCIÓN**

### **1. Fortalecimiento normativo para la conexión de generación distribuida en baja tensión**

El aumento de las instalaciones de generación distribuida residencial en el país representa un avance significativo en la transición energética y se espera que siga creciendo como consecuencia del alza de tarifas. Sin embargo, si este desarrollo no va acompañado de mecanismos que aseguren la mantención de la fortaleza del sistema eléctrico, estas instalaciones pueden convertirse en un riesgo ante contingencias. Esto ocurre porque, en la normativa actual, no existen requerimientos claros para que los sistemas de generación distribuida soporten variaciones de tensión y frecuencia. En consecuencia, muchos de los equipos que hoy se están instalando son más sensibles a estas variaciones y pueden tender a desconectarse automáticamente frente a eventos que produzcan oscilaciones de tensión y frecuencia significativas.

Contar con un sistema donde una fracción creciente de la generación no resiste perturbaciones de tensión o frecuencia es riesgoso, ya que, ante estas perturbaciones, las instalaciones podrían desconectarse masivamente, amplificando y propagando la falla. Los recursos actualmente disponibles para el control primario de frecuencia no son suficientes para compensar una desconexión de esta magnitud.

Resulta entonces fundamental que la normativa establezca requerimientos de soporte ante variaciones de tensión y frecuencia, especialmente para aquellos sistemas que se conectan en baja tensión. Esto permitiría que la generación distribuida continúe expandiéndose sin comprometer la robustez de la red eléctrica.

### **2. Fortalecimiento de la resiliencia del sistema de distribución**

El fortalecimiento de la resiliencia del sistema de distribución requiere una visión que trascienda las responsabilidades tradicionales del segmento. Se debe adoptar una visión de responsabilidad compartida entre distribuidoras, municipalidades, la CNE y la SEC. En ese sentido, se recomienda establecer requisitos orientados a mejorar la gestión de la vegetación para evitar la caída de árboles sobre las líneas, reforzar postes críticos cuya falla podría retrasar la restauración del servicio, y fortalecer el diseño

de la red mediante soluciones subterráneas o el uso de redes aéreas protegidas (idealmente tipo *space cable* o con espaciadores aéreos). Este último representa un diseño adecuado que armoniza la interacción entre la red y la vegetación, pero no está preparado para resistir la caída de árboles.

Asimismo, se deben reforzar las líneas de distribución que abastecen instalaciones críticas, como hospitales, instalaciones militares, redes de comunicación, sistemas de agua potable y aguas residuales, y servicios de emergencia, para asegurar su continuidad en situaciones extremas.

En esta línea, resulta fundamental establecer de manera más precisa los requerimientos de diseño del suministro para determinados tipos de instalaciones o zonas dentro del área de concesión de la distribuidora. La definición de criterios de diseño permite orientar la inversión hacia objetivos claros y estables en el tiempo, y, con ello, reducir el riesgo tarifario en la industria. Para ello, es necesario fijar requerimientos funcionales, incluyendo requerimientos de resiliencia en algunos casos, que especifiquen qué áreas deben fortalecerse y qué niveles de calidad deberán cumplir, de modo que las inversiones se planifiquen conforme a dichos requerimientos. Corresponde a la CNE definir estos estándares y criterios, asegurando un marco regulatorio que promueva un abastecimiento robusto y eficiente.

### **3. Digitalización y medición inteligente para enfrentar nuevos patrones de consumo**

La demanda de energía está siendo influida por nuevos consumos emergentes, entre los que destacan la electromovilidad, y el creciente uso de calefacción eléctrica y aire acondicionado. Estos consumos presentan una marcada estacionalidad y patrones horarios definidos, lo que introduce nuevas presiones sobre la operación del sistema. En otros mercados, para gestionar estos cambios, se han implementado tarifas horarias para clientes regulados con el fin de incentivar el consumo en periodos de menor estrés del sistema o de menor demanda. Este tipo de señales tarifarias no solo permite desplazar carga hacia horarios más favorables, sino que también contribuye a mejorar la eficiencia del sistema y a reducir costos operacionales en el largo plazo.

Sin embargo, aplicar medidas de este tipo en Chile enfrenta desafíos importantes. Por una parte, existen numerosos contratos de suministro de largo plazo que no consideran precios di-

ferenciados por hora, lo que dificulta introducir cambios tarifarios sin modificaciones estructurales a dichos contratos. Por otra parte, la implementación de tarifas horarias requiere medidores inteligentes capaces de registrar consumos por franja horaria. El intento previo de masificar estos equipos no fue bien recibido por la ciudadanía, principalmente debido a una comunicación insuficiente sobre sus beneficios y costos, lo que generó resistencia a su instalación.


Aun así, avanzar en la incorporación de medidores inteligentes sigue siendo fundamental para habilitar señales de precio más eficientes y gestionar adecuadamente la evolución de la demanda. Para ello, será clave diseñar un proceso de despliegue adecuado que demuestre la conveniencia técnica y económica del cambio, y definir un esquema transparente y equilibrado de recuperación de costos, de modo que se genere confianza y aceptación por parte de los usuarios.

### **4. Modernización de la información en la boleta eléctrica**

Dada la relevancia de la factura como principal canal de comunicación entre el cliente y el sector eléctrico, es fundamental mejorar la calidad y transparencia de la información que esta entrega, tanto en materia tarifaria como de continuidad de suministro. Se sugiere mejorar la visualización de los distintos factores que influyen en el precio total de la electricidad, mostrando la composición de la tarifa y la evolución de cada componente en el tiempo, incorporar la tasa de cambio utilizada para determinar la tarifa, e informar de forma clara si las interrupciones del suministro se originan en la red de distribución o en factores externos a ella.

### **Palabras finales**

El sector eléctrico es un sistema sociotécnico complejo, que involucra la participación de diversos actores públicos y privados, que interactúan entre sí y con la sociedad civil. Esta interacción se materializa en procesos de regulación, planificación, operación y fiscalización, donde confluyen objetivos de política pública, intereses económicos, y expectativas sociales. Una mayor coordinación entre estos actores es esencial para garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad ambiental, en un contexto marcado por la transición energética y la creciente electrificación de la demanda.



# ANEXOS ENERGÍA IDS 2026-2035

Los anexos incluyen la metodología de proyección de demanda, de capacidad instalada, de expansión de la transmisión y de inversiones en distribución. Además, se entrega el detalle de la cartera de obras de generación y transmisión.

# Anexo 1

## Metodología de proyección de demanda

La proyección de demanda se construye a partir de un perfil horario para cada día del año, ajustado según las expectativas de crecimiento del consumo regulado, del sector minero y del resto de la industria no regulada. Para estimar el crecimiento de la demanda minera y no minera, se consideran las tendencias históricas observadas en el comportamiento reciente del SEN. En el caso de los clientes regulados, se utilizan las proyecciones de crecimiento reportadas por las distribuidoras en el "Informe Definitivo de Previsión de Demanda de la CNE para el período 2023-2043".

Además, se incorporan grandes consumos asociados a nuevos proyectos en desarrollo (Figura 16), considerando, entre otras fuentes, las solicitudes de conexión en curso. Esto incluye la ampliación de proyectos mineros relevantes, la instalación de nuevas plantas industriales de gran escala y el desarrollo de industrias emergentes como los *data centers*.

Bajo estos supuestos, la demanda eléctrica proyectada alcanzará 115,9 TWh en el año 2035, lo que refleja una tasa de crecimiento promedio anual del 4,4%. En la Tabla 10 se presenta la proyección.

TABLA 10

### Proyección de demanda del SEN

AÑO	DEMANDA (TWH/AÑO)
2026	83,48
2027	87,21
2028	90,87
2029	92,89
2030	94,42
2031	98,75
2032	105,35
2033	108,81
2034	112,30
2035	115,91

Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 16

### Proyectos de gran consumo incorporados en la evaluación (GWh/año) entre los años 2025 y 2035

PROYECTOS	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Teck / Collahuasi		482	1.296	1.520	1.515	1.524	1.586	4.462	4.503	4.503	4.564
Data Centers	505	1.165	1.859	2.211	2.342	2.523	2.745	2.795	3.087	3.087	3.087
Codelco	180	607	1.007	1.291	1.288	1.288	1.288	1.291	1.288	1.288	1.288
Centinela				628	1.007	1.007	1.007	1.010	1.007	1.007	1.007
Otros clientes	265	288	348	526	648	929	972	979	977	977	977
Santo Domingo				617	920	920	920	920	920	920	920
SQM	88	474	705	765	821	852	852	852	852	852	852
Aguas Pacifico SpA			182	183	182	182	182	183	182	182	182
CIRION Technologies Chile S.A.			128	176	175	175	175	175	175	175	175
BHP					90	175	175	176	175	175	175
MEL		35	149	156	155	155	155	156	155	155	155
Anglo American		20	124	143	143	143	143	143	143	143	143
GNL Quintero S.A.			45	62	78	88	88	88	88	88	88
Spence		129	151	152	151	151	151	152	151	151	151
Los Pelambres	163	279	279	279	279	279	279	279	279	279	279

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 2

# Metodología de proyección de capacidad instalada

---

Para proyectar la expansión del segmento de la generación del SEN, se emplea un modelo de optimización que evalúa la operación futura del sistema y determina las decisiones óptimas de expansión. Este modelo utiliza diversos datos de entrada, como crecimiento proyectado de la demanda, condiciones hidrológicas, generación y variabilidad de las renovables y proyección de precios de combustibles.

La expansión de la capacidad de generación se basa inicialmente en inteligencia de mercado sobre los proyectos que se incorporarán hasta el 2027, considerando los declarados en construcción por la CNE, anuncios en prensa, entre otras fuentes. A partir del 2027, la capacidad a instalar por tecnología pasa a ser una variable de decisión del modelo, que incorpora obras genéricas de distintas tecnologías en localizaciones factibles del SEN, junto con la proyección de sus costos de inversión. Bajo este marco, el modelo determina las tecnologías, ubicación y magnitud de capacidad a desarrollar, priorizando combinaciones que reduzcan los costos operativos y permitan abastecer la demanda de manera eficiente.

A continuación, se describen brevemente los principales datos de entrada utilizados por el modelo.

### Condiciones hidrológicas

Se consideran tres escenarios hidrológicos sintéticos, cada uno asociado a una probabilidad de excedencia distinta:

- **Condición húmeda:** excedencia de 57%, con un potencial de generación anual de 36,1 TWh.
- **Condición media:** excedencia de 83%, con un potencial anual de 30,1 TWh.
- **Condición seca:** excedencia de 97%, con un potencial anual de 23,2 TWh.

Estos perfiles semanales se elaboran a partir de las hidrologías

observadas entre 1961 y 2024. Las probabilidades seleccionadas reflejan que, entre 2010 y 2022, el potencial hídrico ha sido, en promedio, inferior al histórico, fluctuando entre los percentiles 67 y 98%.

### Proyección de precios combustibles

En el corto plazo, los costos se proyectan a partir de los precios futuros de Henry Hub, carbón y Brent. A largo plazo, convergen hacia las proyecciones del escenario *Low Economic Growth* de la *Energy Information Administration*. Los precios de referencia se asignan a cada central según la correlación histórica entre los indicadores internacionales y los costos específicos de cada unidad.

### Recursos de energía renovable

Los perfiles renovables se construyen por tecnología, estación del año y zona geográfica, basados en la operación histórica del 2022. La información se depura para eliminar distorsiones por vertimiento, reflejando únicamente el recurso disponible.

### Capacidad de transmisión

Se utiliza una representación simplificada del sistema con 25 barras, basados en la modelación considerada del programa de operación del CEN. Se incorpora mayor detalle en subzonas del norte, centro y sur para reflejar los desafíos emergentes. La capacidad considera las obras propuestas por la CNE, ajustadas por retrasos según el estado de avance reportado para las obras en construcción.

### Sistemas Medianos

Para los sistemas medianos, la instalación de capacidad proviene del proceso de tarificación 2022-2026 y del plan óptimo de la CNE, considerando obras planificadas para el 2024 aún en desarrollo.

# Anexo 3

## Metodología de proyección de expansión de transmisión

Para proyectar las necesidades de inversión en transmisión se consideran todas las obras definidas en los Planes de Expansión Anual de la Transmisión desde el año 2017 hasta el año 2024. Estos planes establecen las obras a ejecutar, sus plazos y el monto de inversión asociado. Para obras definidas previamente, se incluyen las contempladas entre los años 2012 y 2016 bajo el procedimiento especial del Artículo transitorio 13 de la Ley 20.936.

Se excluyen las obras que ya están en operación y se distingue entre las adjudicadas, que presentan algún grado de avance, y las no adjudicadas, que representan oportunidades de inversión. El valor de inversión se calcula considerando el monto de adjudicación reportado por el CEN para las obras adjudicadas y los valores de referencia publicados por la CNE para las por adjudicar.

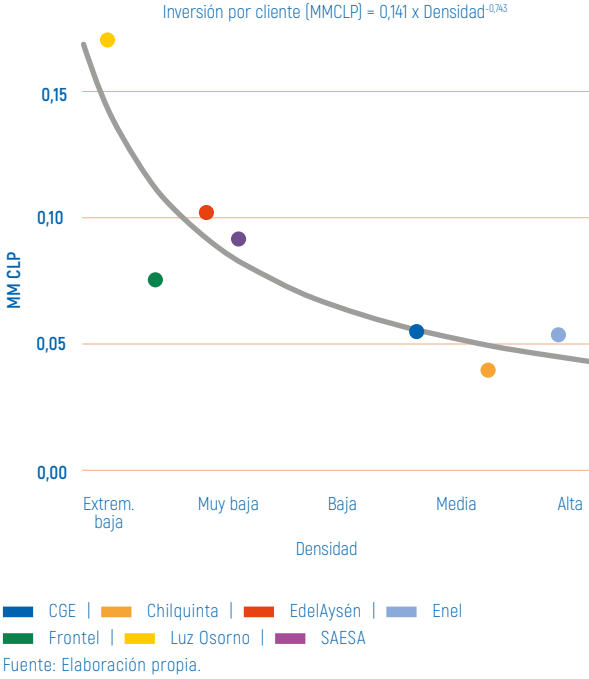
# Anexo 4

## Metodología de proyección de capacidad instalada

La proyección de inversión anual en distribución se inicia con el análisis de la inversión histórica de las principales distribuidoras, cuyos datos son públicos. Posteriormente, se evalúa la densidad de la red a nivel comunal por distribuidora, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y se relaciona con la población de cada comuna para construir un indicador de densidad por distribuidora y región.

A partir de esta información, se obtiene la relación entre el nivel de inversión y la densidad de red para las distribuidoras analizadas (Figura 17).

**FIGURA 17**  
**Inversión promedio anual por cliente en función de la densidad de la distribuidora**





**TABLA 11**  
**Inversión proyectada en distribución**

REGIÓN	INVERSIÓN ANUAL ESPERADA (USD MM)	NÚMERO DE CLIENTES
Arica y Parinacota	5,6	85.773
Tarapacá	6,4	116.623
Antofagasta	10,8	202.919
Atacama	6,9	116.800
Coquimbo	24,6	360.612
Valparaíso	50	953.257
Región Metropolitana	138,5	2.831.592
O'Higgins	29,1	425.051
Maule	34,9	534.611
Ñuble	16,4	254.468
Biobío	39,4	694.811
Araucanía	37,1	462.423
Los Ríos	16,1	186.843
Los Lagos	29,9	413.396
Aysén	4,6	49.446
Magallanes	4,1	74.596
<b>Total</b>	<b>454,4</b>	<b>7.763.221</b>

Fuente: Elaboración propia.

La función obtenida, que relaciona la densidad con el nivel de inversión anual por cliente, se aplica posteriormente a las distintas regiones del país. El nivel de inversión por cliente en cada región se multiplica por el número de clientes asociados, obteniéndose así la inversión estimada en distribución a nivel regional. Para expresar el valor en USD, se utiliza una tasa de cambio de 950 CLP/USD. La Tabla 11 presenta la inversión anual resultante por región.

## Anexo 5

# Cartera de proyectos de generación

La cartera de proyectos se construye a partir de las obras en construcción informadas por la CNE. En el caso de las unidades PMGD, se agrupan por zona del sistema eléctrico considerando aquellas declaradas en construcción. Para proyectar la inversión de largo plazo, se incorporan obras genéricas que representan la expansión esperada de generación en las distintas zonas del SEN. Por su parte, para los SSMM se incluyen las obras comprometidas en el proceso de tarificación 2022-2026 desarrollado por la CNE (Tabla 12).

Definiciones:

- **Puesta en Servicio (PES):** año estimado de entrada en operación de la obra.
- **Capacidad Instalada:** capacidad eléctrica asociada al proyecto, expresada en kW, MW u otra unidad pertinente.
- **Valor de Inversión:** monto de inversión referencial, expresado en USD MM.

TABLA 12

### Cartera de obras de generación

Nº	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PES	UNIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
1	Antofagasta	BESS	2026	BESS ARENALES	300	232
2	Antofagasta	BESS	2026	BESS ELENA	485	375
3	Antofagasta	BESS	2026	BESS ESTEPA	188	146
4	Antofagasta	BESS	2026	BESS ESTEPA II	220	170
5	Antofagasta	BESS	2026	BESS GABRIELA	220	170
6	Antofagasta	BESS	2026	BESS LILE	140	108
7	Antofagasta	BESS	2026	BESS LOMAS DE TALTAL	57	44
8	Antofagasta	BESS	2026	BESS PAMPAS	340	263
9	Antofagasta	BESS	2026	BESS TOCOPILLA	116	90
10	Antofagasta	Eólico	2026	ANTOFAGASTA EO	136	207
11	Antofagasta	Gas	2026	IE MEJILLONES gas	352	50
12	Antofagasta	Solar	2026	ESTEPA FV	202	151
13	Antofagasta	Solar	2026	GABRIELA FV	90	67
14	Antofagasta	Solar	2026	LATORRE SUNLIGHT FV	5	4
15	Antofagasta	Solar	2026	PAMPAS FV	220	165
16	Antofagasta	Solar	2026	PMGD FV Andes 220	35	26
17	Antofagasta	Solar	2026	PMGD FV Kimal 220	27	20
18	Antofagasta	Solar	2026	PMGD FV Los Changos 220	9	7
19	Antofagasta	BESS	2027	BESS CRISTALES	340	262
20	Antofagasta	BESS	2027	BESS LATORRE SUNLIGHT	5	4
21	Antofagasta	BESS	2027	BESS TAIRA	124	96
22	Antofagasta	Eólico	2027	ANTOFAGASTA EO	293	437
23	Antofagasta	Eólico	2027	ENGIE Wind PFidelia	304	453
24	Antofagasta	Eólico	2027	PAMPAS EO	128	191
25	Antofagasta	Eólico	2027	Wind genérico Parinas 220	15	22
26	Antofagasta	Solar	2027	CRISTALES FV	400	297
27	Antofagasta	Solar	2027	PV genérico Kimal	100	74

Nº	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PES	UNIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
28	Antofagasta	Solar	2027	PV genérico Kimal 220	71	53
29	Antofagasta	Eólico	2028	Wind genérico Parinas 220	200	293
30	Antofagasta	Gas	2028	ANDINA gas	154	22
31	Antofagasta	Gas	2028	HORNITOS gas	154	22
32	Antofagasta	Solar	2028	PV genérico Kimal	100	73
33	Antofagasta	Solar	2028	PV genérico Kimal 220	200	147
34	Antofagasta	Solar	2029	PV genérico Kimal	100	72
35	Antofagasta	Solar	2029	PV genérico Kimal 220	200	145
36	Antofagasta	Eólico	2030	Wind genérico Parinas 220	157	222
37	Antofagasta	Solar	2030	PV genérico Kimal	100	71
38	Antofagasta	Solar	2030	PV genérico Kimal 220	200	143
39	Antofagasta	Solar	2030	PV genérico Los Changos 220	100	71
40	Antofagasta	BESS	2031	BESS Kimal 5h	50	38
41	Antofagasta	Eólico	2031	Wind genérico Parinas 220	200	279
42	Antofagasta	Solar	2031	PV genérico Kimal	300	210
43	Antofagasta	Solar	2031	PV genérico Kimal 220	300	210
44	Antofagasta	Eólico	2032	Wind genérico Parinas 220	600	827
45	Antofagasta	Eólico	2032	Wind genérico Taltal	600	827
46	Antofagasta	Eólico	2032	Wind genérico Taltal A	307	422
47	Antofagasta	Solar	2032	PV genérico Kimal	300	207
48	Antofagasta	Solar	2032	PV genérico Kimal 220	300	207
49	Antofagasta	BESS	2033	BESS Andes 220 5h	200	153
50	Antofagasta	Eólico	2033	Wind genérico Parinas 220	83	114
51	Antofagasta	Solar	2033	PV genérico Kimal	300	204
52	Antofagasta	Solar	2033	PV genérico Kimal 220	300	204
53	Antofagasta	BESS	2034	BESS Andes 220 5h	50	38
54	Antofagasta	BESS	2034	BESS Kimal 220 5h	150	114
55	Antofagasta	Eólico	2034	Wind genérico Parinas 220	200	269
56	Antofagasta	Solar	2034	PV genérico Kimal	300	200
57	Antofagasta	Solar	2034	PV genérico Kimal 220	300	200
58	Antofagasta	BESS	2035	BESS Andes 220 5h	50	38
59	Antofagasta	BESS	2035	BESS Kimal 5h	100	76
60	Antofagasta	Eólico	2035	Wind genérico Parinas 220	59	79
61	Antofagasta	Solar	2035	PV genérico Kimal	600	394
62	Antofagasta	Solar	2035	PV genérico Kimal 220	600	394
63	Araucanía	Solar	2026	PMGD FV Río Malleco 500	42	31
64	Arica y Parinacota	BESS	2026	BESS ARICA II	30	23
65	Arica y Parinacota	BESS	2026	BESS CHACA	228	177
66	Arica y Parinacota	BESS	2026	BESS WILLKA	61	47
67	Arica y Parinacota	Solar	2026	PMGD FV Parinacota066	9	7
68	Arica y Parinacota	Solar	2027	CELDA SOLAR FV	300	223
69	Atacama	BESS	2026	BESS EL OLIVAR	9	7
70	Atacama	BESS	2026	BESS HIJUELA	9	7
71	Atacama	BESS	2026	BESS LOS LOROS	46	36
72	Atacama	BESS	2026	BESS LUNA DE VERANO	300	232
73	Atacama	BESS	2026	BESS LUZ DEL NORTE	141	109
74	Atacama	BESS	2026	EL PELICANO BESS	50	39
75	Atacama	Solar	2026	CACHIYUYO FV	50	37
76	Atacama	Solar	2026	LUNA DE VERANO FV	82	61
77	Atacama	Solar	2026	PMGD FV Nueva Cardones 500	24	18
78	Atacama	Solar	2026	PMGD FV Nueva Maitencillo 500	9	7
79	Atacama	BESS	2027	BESS Cardones 5h	300	231
80	Atacama	BESS	2027	BESS CACHIYUYO	50	39
81	Atacama	BESS	2027	BESS COPIAPO	233	180

Nº	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PES	UNIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
83	Atacama	BESS	2027	BESS TAMARICO	90	69
84	Atacama	Eólico	2027	Wind genérico Cumbres A	185	276
85	Atacama	Solar	2027	COPIAPO FV	255	189
86	Atacama	Solar	2027	LIBERTAD II FV	122	90
87	Atacama	Solar	2027	LIBERTAD III FV	122	90
88	Atacama	Solar	2027	SOLAR PUNTA DEL VIENTO	145	108
89	Atacama	Solar	2027	SOLAR WING	200	148
90	Atacama	BESS	2028	BESS Cumbres 5h	800	615
91	Atacama	BESS	2028	BESS Maitencillo 5h	100	77
92	Atacama	Eólico	2029	Wind genérico Cumbres	199	287
93	Atacama	BESS	2030	BESS Maitencillo 5h	650	498
94	Atacama	Eólico	2030	Wind genérico Cumbres	43	62
95	Atacama	Solar	2031	PV genérico Cardones	489	343
96	Atacama	BESS	2032	BESS Cumbres 5h	100	76
97	Atacama	Eólico	2032	Wind genérico Cumbres A	493	680
98	Atacama	Solar	2032	PV genérico Cardones	200	138
99	Atacama	Eólico	2033	Wind genérico Cumbres	76	104
100	Atacama	Eólico	2033	Wind genérico Cumbres A	41	55
101	Atacama	Solar	2033	PV genérico Cardones	161	109
102	Atacama	Solar	2034	PV genérico Cardones	39	26
103	Atacama	BESS	2035	BESS Maitencillo 5h	50	38
104	Atacama	Eólico	2035	Wind genérico Cumbres	141	188
105	Atacama	Solar	2035	PV genérico Cardones	400	262
106	Aysén	Diésel	2024	CT Los Huemules	3	4
107	Aysén	BESS	2025	BESS Alto Baguales	6	15
108	Aysén	Eólico	2026	Alto Baguales 1	3	10
109	Aysén	Eólico	2026	Alto Baguales 2	3	10
110	Aysén	Eólico	2026	Alto Baguales 3	3	10
111	Aysén	Hidro	2027	Unidad 5932	1	3
112	Aysén	Hidro	2027	Unidad 5933	1	3
113	Aysén	Diésel	2033	Diesel 1600	2	1
114	Biobío	Eólico	2026	CANCURA EO	34	52
115	Biobío	Eólico	2026	LEBU NORTE EO	9	14
116	Biobío	Hidro	2026	PMGD ROR Charrua 500	7	28
117	Biobío	Solar	2026	PMGD FV Charrua 500	73	54
118	Biobío	Eólico	2027	EL GUANACO EO	237	353
119	Biobío	Eólico	2028	EL GUANACO EO	80	117
120	Biobío	Hidro	2025	C. Hidroeléctrica Moraga Run of river PMGD	2	8
121	Biobío	Hidro	2025	C. Hidroeléctrica San José Run of river PMGD	2	8
122	Biobío	Hidro	2025	C. Hidroeléctrica San Luis Run of river PMGD	2	8
123	Coquimbo	BESS	2026	BESS PUNTA DE TALCA	60	46
124	Coquimbo	Diésel	2026	CALA MORRITOS	200	93
125	Coquimbo	Solar	2026	DOS PINOS FV	3	2
126	Coquimbo	Solar	2026	PMGD FV Nueva Pan de Azucar 500	18	13
127	Coquimbo	BESS	2027	BESS Pan de Azucar 5h	600	463
128	Coquimbo	BESS	2027	BESS DONA ANTONIA	47	36
129	Coquimbo	Solar	2027	PMGD FV Nueva Pan de Azucar 500	9	7
130	Coquimbo	BESS	2029	BESS Pan de Azucar 5h	200	153
131	Coquimbo	BESS	2031	BESS Pan de Azucar 5h	400	306
132	Coquimbo	BESS	2032	BESS Pan de Azucar 5h	150	115
133	Los Lagos	Eólico	2026	BUTALCURA WIND CH1	9	14
134	Los Lagos	Eólico	2026	BUTALCURA WIND CH2	9	14
135	Los Lagos	Eólico	2026	PE OCHS	3	5
136	Los Lagos	Eólico	2026	PURRANQUE	9	14

Nº	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PES	UNIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
137	Los Lagos	BESS	2027	BESS Puerto Montt 5h	100	77
138	Los Lagos	Eólico	2027	PURRANQUE 2 EO	9	13
139	Los Ríos	Eólico	2026	EL ALEMAN EO	9	14
140	Los Ríos	BESS	2027	BESS NUEVA PAILLACO	5	3
141	Los Ríos	BESS	2027	BESS PICHIRROPULLI	6	5
142	Los Ríos	Solar	2027	NUEVA PAILLACO FV	5	3
143	Los Ríos	Solar	2027	PICHIRROPULLI FV	6	4
144	Magallanes	Gas	2024	MGR7-1-1	3	3
145	Magallanes	Diésel	2024	MGR3-1-1	1	1
146	Magallanes	Gas	2025	MGL4-1	5	4
147	Magallanes	Gas	2029	MGR3-5	3	2
148	Magallanes	Diésel	2031	MGR4-1-2	1	1
149	Magallanes	Gas	2031	MGR3-3	3	2
150	Magallanes	Gas	2033	MGR5-1	2	2
151	Magallanes	Gas	2034	MGR3-1	3	2
152	Magallanes	Gas	2035	MGR7-1	3	2
153	Maule	BESS	2026	BESS GRAN TENO	200	155
154	Maule	Solar	2026	PMGD FV Ancoa 500	69	52
155	Maule	Eólico	2027	EL PEMUCO	180	268
156	Ñuble	BESS	2026	BESS SAN JUAN	9	7
157	Ñuble	Solar	2026	PLANTA SOLAR SAN JUAN FV	9	7
158	O'Higgins	Solar	2026	PMGD FV Alto Jahuel 500	107	80
159	O'Higgins	Solar	2027	EL ENCANTO FV	300	223
160	O'Higgins	Solar	2027	QUEBRADA LA PLATA FV	300	223
161	RM	BESS	2026	BESS CHICHA SOLAR	9	7
162	RM	BESS	2026	BESS LIBELULA	199	154
163	RM	BESS	2026	BESS MODENA	9	7
164	RM	BESS	2026	BESS SOL DE VALLE HERMOSO	9	7
165	RM	Solar	2026	CHICHA SOLAR FV	9	7
166	RM	Solar	2026	LIBELULA FV	140	104
167	RM	Solar	2026	LOS PETALOS FV	11	8
168	RM	Solar	2026	MODENA FV	9	7
169	RM	Solar	2026	PMGD FV Buin110	9	7
170	RM	Solar	2026	PMGD FV CNavia110	9	7
171	RM	Solar	2026	PMGD FV Lo Aguirre 500	4	3
172	RM	Solar	2026	SOL DE VALLE HERMOSO FV	9	7
173	RM	BESS	2027	BESS LIBELULA	80	62
174	RM	BESS	2027	BESS SANTIAGO SOLAR	52	40
175	RM	Solar	2027	PELDEHUE SOLAR	110	81
176	RM	Solar	2027	PMGD FV Amelipilla220	18	13
177	RM	Solar	2027	PMGD FV Batuco110	9	7
178	RM	Solar	2027	PV genérico Polpaico	29	21
179	RM	Solar	2028	PV genérico Polpaico	382	280
180	RM	Solar	2029	PV genérico Polpaico	600	434
181	RM	Solar	2030	PV genérico Lo Aguirre	500	356
182	RM	Solar	2030	PV genérico Polpaico	600	428
183	RM	BESS	2032	BESS Polpaico 5h PMGD	300	229
184	RM	BESS	2033	BESS Polpaico 5h PMGD	400	305
185	RM	BESS	2034	BESS Polpaico 5h PMGD	650	495
186	RM	BESS	2035	BESS Polpaico 5h PMGD	800	608
187	RM	Solar	2035	PV genérico Polpaico	394	258
188	Tarapacá	BESS	2026	BESS AURORA	187	145
189	Tarapacá	BESS	2026	BESS VICTOR JARA	200	155
190	Tarapacá	Solar	2026	AURORA FV	187	140

Nº	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PES	UNIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
191	Tarapacá	Solar	2026	PMGD FV Lagunas 220	9	7
192	Tarapacá	Solar	2026	PMGD FV PAlmonte110	36	27
193	Tarapacá	Solar	2026	QANQINA FV	80	60
194	Tarapacá	Solar	2026	VICTOR JARA FV	200	150
195	Tarapacá	BESS	2027	BESS GRANJA	105	81
196	Tarapacá	BESS	2027	BESS TARAPACÁ	336	259
197	Tarapacá	Solar	2027	PMGD FV Pozo Almonte 220	3	2
198	Tarapacá	Solar	2027	TARAPACA FV	168	125
199	Tarapacá	BESS	2028	BESS Pozo Almonte 220 5h	100	77
200	Tarapacá	Solar	2028	PV genérico Lagunas	248	182
201	Tarapacá	Solar	2029	PV genérico Lagunas	300	217
202	Tarapacá	Solar	2029	PV genérico Pozo Almonte	100	72
203	Tarapacá	BESS	2030	BESS Pozo Almonte 220 5h	600	460
204	Tarapacá	Solar	2030	PV genérico Lagunas	300	214
205	Tarapacá	Solar	2030	PV genérico Pozo Almonte	100	71
206	Tarapacá	BESS	2031	BESS Lagunas 5h	1400	1.071
207	Tarapacá	Solar	2031	PV genérico Lagunas	600	421
208	Tarapacá	Solar	2031	PV genérico Pozo Almonte	311	218
209	Tarapacá	Solar	2032	PV genérico Lagunas	600	414
210	Tarapacá	Solar	2032	PV genérico Pozo Almonte	600	414
211	Tarapacá	Solar	2033	PV genérico Lagunas	574	390
212	Tarapacá	Solar	2033	PV genérico Pozo Almonte	35	24
213	Tarapacá	Solar	2034	PV genérico Lagunas	264	176
214	Tarapacá	Solar	2034	PV genérico Pozo Almonte	96	64
215	Tarapacá	Solar	2035	PV genérico Pozo Almonte	7	5
216	Valparaíso	BESS	2026	BESS LIVORNO	5	4
217	Valparaíso	BESS	2026	BESS MONZA	7	5
218	Valparaíso	Solar	2026	CHARRABATA 2 FV	9	7
219	Valparaíso	Solar	2026	LIVORNO FV	5	4
220	Valparaíso	Solar	2026	MONZA FV	7	5
221	Valparaíso	Solar	2026	PMGD FV Torquemada110	6	4
222	Valparaíso	BESS	2027	BESS Charrabata 2	9	7
223	Valparaíso	Solar	2027	PMGD FV LVegas110	9	7
224	Valparaíso	Solar	2026	PMGD FV Polpaico 500	18	13
225	Valparaíso	Solar	2026	PMGD FV Quillota110	9	7
226	Valparaíso	Solar	2026	PMGD FV Quintero220	3	2

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 6

# Cartera de proyectos de transmisión

La capacidad de transmisión incorpora las obras propuestas por la CNE en los planes anuales de expansión de la transmisión, ajustando su entrada en operación de acuerdo

con los retrasos estimados en función del estado de avance reportado para las obras actualmente en construcción (Tabla 13).

TABLA 13

### Cartera de obras de transmisión

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
1	Ampliación en S/E El Manzano	2017	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	1,9
2	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	2017	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	1,0
3	Ampliación S/E La Esperanza	2017	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	0,8
4	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo- Paniahue y Ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo	2017	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	1,1
5	Aumento de Capacidad en S/E El Monte	2017	Aún no licitada	Centro	RM	2028	0,9
6	Aumento de Capacidad en S/E Piduco	2017	Aún no licitada	Sur	Maule	2028	1,7
7	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Ampliación en S/E Tinguiririca	2017	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	5,9
8	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Chacahuín - Linares	2017	Desierta	Sur	Maule	2027	0,2
9	Construcción Bypass para Línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda, Línea 1x110 kV Esmeralda - La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y Desmantelamiento	2017	Desierta	Norte	Antofagasta	2025	13,4
10	Nueva Línea 1x66kV La Esperanza-El Manzano	2017	Desierta	Sur	O'Higgins	2029	3,9
11	Ampliación en S/E Atacama Kozán	2017	En Construcción	Norte	Atacama	2027	1,0
12	Ampliación en S/E Celulosa Laja	2017	En Construcción	Sur	Biobío	2025	1,6
13	Ampliación en S/E Cerrillos	2017	En Construcción	Norte	Atacama	2026	3,4
14	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	2017	En Construcción	Sur	O'Higgins	2026	1,0
15	Aumento de Capacidad de línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén	2017	En Construcción	Sur	O'Higgins	2026	1,0
16	Nueva Línea 1x110 kV Cerrillos - Atacama Kozán	2017	En Construcción	Norte	Atacama	2025	2,2

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
17	Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones - Punta Padrones	2017	En Construcción	Norte	Atacama	2025	2,5
18	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	2017	En Construcción	Sur	O'Higgins	2025	19,6
19	Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	2017	En Construcción	Norte	Coquimbo	2025	15,0
20	Adecuaciones en S/E El Salto	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2029	4,7
21	Ampliación en S/E Candelaria	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	O'Higgins	2027	2,2
22	Ampliación en S/E Catemu	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2028	3,0
23	Ampliación en S/E Plantas	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Atacama	2028	11,7
24	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	O'Higgins	2029	2,4
25	Ampliación en S/E Valdivia	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Los Ríos	2028	4,1
26	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de paños de línea	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	O'Higgins	2029	8,0
27	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Los Ríos - Araucanía	2029	18,2
28	Doble vinculación TransfoRMador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Atacama	2028	6,8
29	Extensión de Línea 1x66 kV Las Piñatas - San Jerónimo	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2027	1,1
30	Nuevo TransfoRMador en S/E La Calera	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2028	5,2
31	Nuevo TransfoRMador en S/E Punta de Cortés	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	O'Higgins	2029	9,6
32	Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa - Placilla	2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2028	3,6
33	Adecuaciones en S/E Choapa	2018	Aún no licitada	Norte	Coquimbo	2028	0,4
34	Ampliación en S/E El Manzano	2018	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	1,7
35	Ampliación en S/E Nirivilo	2018	Aún no licitada	Sur	Maule	2028	0,5
36	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Nirivilo - San Javier	2018	Aún no licitada	Sur	Maule	2028	5,6
37	Aumento de Capacidad Línea 1x110kV Choapa - Illapel	2018	Aún no licitada	Norte	Coquimbo	2029	2,2
38	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo - Nirivilo, Tendido del Primer Circuito	2018	Aún no licitada	Sur	Maule	2028	1,0
39	Nueva S/E Seccionadora Ilque	2018	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	1,8
40	Nueva S/E Seccionadora Litueche	2018	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2028	4,5
41	Nueva S/E Seccionadora Loncura	2018	Aún no licitada	Centro	Valparaíso	2028	5,7

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
42	Seccionamiento Línea 1x66kV Hualañe - Parronal en S/E Mataquito	2018	Aún no licitada	Sur	Maule	2028	2,5
43	Seccionamiento Línea 1x66 kV San Javier - Constitución en S/E Nueva Nirivilo	2018	Aún no licitada	Sur	Maule	2028	1,4
44	Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte - Tamarugal	2018	Desierta	Norte	Tarapacá	2028	3,2
45	Ampliación en S/E Calama 110 kV	2018	En Construcción	Norte	Antofagasta	2027	16,2
46	Ampliación en S/E Calama 220 kV	2018	En Construcción	Norte	Antofagasta	2026	15,0
47	Ampliación en S/E Casablanca	2018	En Construcción	Centro	Valparaíso	2027	3,2
48	Ampliación en S/E Nueva Nirivilo	2018	En Construcción	Sur	Maule	2026	0,9
49	Ampliación en S/E Polpaico [Enel Distribución]	2018	En Construcción	Centro	RM	2027	2,2
50	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	2018	En Construcción	Norte	Atacama	2026	4,5
51	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	2018	En Construcción	Centro	RM	2026	42,2
52	Nueva línea 2x66 kV Nueva Nirivilo - Constitución, tendido del primer circuito	2018	En Construcción	Sur	Maule	2027	11,4
53	Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla - Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	2018	En Construcción	Centro	RM	2026	3,2
54	Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	2018	En Construcción	Norte	Antofagasta - RM	2029	1480,0
55	Nueva S/E Móvil Región Metropolitana	2018	En Construcción	Centro	RM	2025	5,3
56	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo	2018	En Construcción	Sur	O'Higgins	2027	37,6
57	Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	2018	En Construcción	Sur	Los Ríos	2026	8,0
58	Refuerzo Tramo Tap Vitacura-Vitacura	2018	En Construcción	Centro	RM	2027	0,9
59	Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa - Chillán	2018	En Construcción	Sur	Biobío - Ñuble	2024	6,4
60	Ampliación en S/E Centro	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Antofagasta	2028	2,1
61	Ampliación en S/E Chinchorro	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Arica y Parinacota	2028	1,8
62	Ampliación en S/E Chocalán	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2028	2,4
63	Ampliación en S/E Escuadrón	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Biobío	2027	2,3
64	Ampliación en S/E Fátima	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2029	6,8
65	Ampliación en S/E Gorbea	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Araucanía	2028	1,0
66	Ampliación en S/E Lihueimo	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	O'Higgins	2028	1,7
67	Ampliación en S/E Loreto	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	O'Higgins	2028	1,7
68	Ampliación en S/E Mandinga	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2028	2,2

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
69	Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue - Curicó	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Maule	2028	4,2
70	Ampliación en S/E Picarte	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Los Ríos	2028	3,7
71	Ampliación en S/E Pozo Almonte	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Tarapacá	2027	3,6
72	Ampliación en S/E Pumahue	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Araucanía	2027	1,3
73	Ampliación en S/E Rungue	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2027	3,0
74	Ampliación en S/E San Clemente	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Maule	2028	1,5
75	Ampliación en S/E Victoria	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Araucanía	2028	2,7
76	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico - Cocharcas	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Ñuble	2028	0,9
77	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte - Linares y Ampliación en S/E Linares	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Maule	2028	7,2
78	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Biobío	2028	1,8
79	Línea 1x110 kV Bosquemar - Tap Reñaca - Reñaca	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2029	6,4
80	Seccionamiento línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte en S/E Dolores	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Tarapacá	2028	3,0
81	Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa - Itahue en S/E Santa Isabel	2018	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Maule	2028	9,0
82	Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)	2019	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2025	16,5
83	Habilitación segundo circuito Línea 2x110 kV San Pedro - Quillota	2019	Aún no licitada	Centro	Valparaíso	2028	2,0
84	Nueva S/E Mapocho y Nueva Línea 2x110kV Mapocho - Vitacura	2019	Aún no licitada	Centro	RM	2027	57,7
85	Ampliación en S/E Las Balandras (HTR ATMT)	2019	Desierta	Centro	Valparaíso	2028	0,9
86	Ampliación en S/E Pucón (NBC AT)	2019	Desierta	Sur	Araucanía	2028	0,8
87	Ampliación en S/E Quilpué (RTR ATMT)	2019	Desierta	Centro	Valparaíso	2028	3,1
88	Aumento de capacidad Línea 1x110 kV Quillota - Marbella	2019	Desierta	Centro	Valparaíso	2028	0,4
89	Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	2019	En Construcción	Norte	Antofagasta	2025	12,0
90	Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Sur	Los Lagos	2025	5,1
91	Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloé	2019	En Construcción	Sur	Los Lagos	2025	13,0
92	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	2019	En Construcción	Norte	Coquimbo	2026	11,8

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
93	Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	2019	En Construcción	Norte	Antofagasta	2025	13,0
94	Ampliación en S/E La Reina (RTR ATMT)	2019	En Construcción	Centro	RM	2025	4,1
95	Ampliación en S/E Laja (RTR ATMT)	2019	En Construcción	Sur	Biobío	2025	2,4
96	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	2019	En Construcción	Sur	Biobío	2026	5,2
97	Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Centro	Valparaíso	2025	5,3
98	Ampliación en S/E Palafitos (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Norte	Tarapacá	2025	4,3
99	Ampliación en S/E Parral (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Sur	Maule	2025	4,8
100	Ampliación en S/E San Miguel (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Sur	Maule	2025	6,8
101	Ampliación en S/E Temuco (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Sur	Araucanía	2025	4,2
102	Ampliación en S/E Vallenar (NTR ATMT)	2019	En Construcción	Norte	Atacama	2026	4,7
103	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas - Esperanza	2019	En Construcción	Centro	Valparaíso	2026	2,5
104	Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	2019	En Construcción	Sur	Biobío	2025	17,6
105	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Esperanza - Río Aconcagua	2019	En Construcción	Centro	Valparaíso	2026	2,1
106	Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Baja Cordillera	2019	En Construcción	Centro	RM	2025	9,5
107	Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	2019	En Construcción	Norte	Antofagasta	2025	25,6
108	Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	2019	En Construcción	Sur	Araucanía	2025	5,4
109	Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	2019	En Construcción	Sur	O'Higgins	2025	3,3
110	Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallenar	2019	En Construcción	Norte	Atacama	2025	4,8
111	Nueva S/E La Ligua	2019	En Construcción	Centro	Valparaíso	2025	20,7
112	Nueva S/E Seccionadora Baja Cordillera	2019	En Construcción	Centro	RM	2025	27,4
113	Nueva S/E Seccionadora Epuleufu	2019	En Construcción	Sur	Araucanía	2025	13,7
114	Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	2019	En Construcción	Norte	Antofagasta	2025	6,5
115	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	2020	Aún no licitada	Norte	Atacama	2027	1,3
116	Ampliación en S/E Celulosa Pacífico 220 kV (BS)	2020	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2025	4,5
117	Ampliación en S/E Isla de Maipo (RTR ATMT)	2020	Aún no licitada	Centro	RM	2025	3,2
118	Ampliación en S/E Linares 154 kV (BS)	2020	Aún no licitada	Sur	Maule	2026	1,0
119	Ampliación en S/E Parronal (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé	2020	Aún no licitada	Sur	Maule	2025	4,3
120	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Coronel - Arenas Blancas	2020	Aún no licitada	Sur	Biobío	2025	1,6
121	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 1x66kV Coiquén - Hualte	2020	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2025	8,6
122	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	2020	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2025	7,5
123	Nueva S/E Seccionadora Llepu y Nueva Línea 2x154kV Llepu - Linares	2020	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2025	26,6
124	Ampliación en S/E Don Goyo 220 kV (BPS+BT)	2020	En Construcción	Norte	Coquimbo	2025	2,6
125	Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada	2020	En Construcción	Norte	Atacama - Coquimbo	2027	10,0
126	Ampliación en S/E Hualte (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2025	5,0
127	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	2020	En Construcción	Norte	Antofagasta	2027	2,6

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
128	Ampliación en S/E La Ronda (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	O'Higgins	2025	6,4
129	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV (BPS+BT), Nuevo Patio 220 kV (IM) y Nuevo Transformador (ATAT)	2020	En Construcción	Norte	Coquimbo	2026	10,5
130	Ampliación en S/E Las Cabras (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	O'Higgins	2026	3,1
131	Ampliación en S/E Monterrico (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2025	5,6
132	Ampliación en S/E Panguilemo (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	Maule	2026	3,2
133	Ampliación en S/E Perales (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	Biobío	2025	4,2
134	Ampliación en S/E Pichirrapulli (RTR ATMT)	2020	En Construcción	Sur	Los Ríos	2025	4,5
135	Ampliación en S/E Punta de Cortés (NTR ATAT)	2020	En Construcción	Sur	O'Higgins	2025	9,1
136	Ampliación en S/E Quilmo II 66 kV (BS) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Chillán - Tap Quilmo	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2028	2,0
137	Ampliación en S/E Rosario 66 kV (BS)	2020	En Construcción	Sur	O'Higgins	2026	1,1
138	Ampliación en S/E Santa Elisa 66 kV (NBP+BT), Nuevo Transformador (ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Nueva Aldea - Santa Elvira	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2028	4,5
139	Ampliación en S/E Santa Raquel (NTR ATMT)	2020	En Construcción	Centro	RM	2025	5,5
140	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puente Alta	2020	En Construcción	Sur	O'Higgins	2025	1,4
141	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Elvira - Tap El Nevado	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2025	3,3
142	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	2020	En Construcción	Sur	Biobío	2027	4,2
143	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Ruca - Ovalle	2020	En Construcción	Norte	Coquimbo	2025	5,6
144	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	2020	En Construcción	Norte	Antofagasta	2025	9,0
145	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar-Likanantai	2020	En Construcción	Norte	Antofagasta	2027	10,5
146	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Laguna	2020	En Construcción	Norte	Tarapacá	2027	4,0
147	Nueva Línea 1x66 kV Santa Elisa - Quilmo II	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2028	5,2
148	Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Ruca	2020	En Construcción	Norte	Coquimbo	2026	21,9
149	Nueva S/E Seccionadora Buenavista	2020	En Construcción	Sur	Maule	2025	16,9
150	Nueva S/E Seccionadora Buli	2020	En Construcción	Sur	Ñuble	2025	9,9
151	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	2020	En Construcción	Norte	Antofagasta	2027	194,5
152	Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue - Rosario	2020	En Construcción	Sur	O'Higgins	2026	20,5
153	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	2020	En Construcción	Sur	Biobío	2026	33,2
154	Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	2020	En Construcción	Sur	Los Lagos	2025	7,0
155	Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	2020	En Construcción	Norte	Tarapacá	2026	20,0
156	Seccionamiento Línea 1x66 kV Teno - Curicó en S/E Rauquén 66 kV (BS)	2020	En Construcción	Sur	Maule	2025	2,0
157	Ampliación en S/E Casas Viejas (NTR ATMT)	2021	Aún no licitada	Centro	Valparaíso	2026	5,4
158	Ampliación en S/E Nueva Cauquenes 220 kV (IM)	2021	Aún no licitada	Sur	Maule	2025	1,6

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
159	Ampliación en S/E Santa Isabel 220 kV (2BP+BT)	2021	Aún no licitada	Sur	Maule	2025	2,1
160	Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde en S/E Los Placeres y Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Tap Placeres - Los Placeres	2021	Aún no licitada	Centro	Valparaíso	2026	4,2
161	Ampliación en S/E Loica 220 kV (IM)	2021	Desierta	Sur	O'Higgins	2025	2,3
162	Ampliación en S/E Chimbarongo (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Fernando - Teno	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2026	4,4
163	Ampliación en S/E Dalcahue (NTR ATMT)	2021	En Construcción	Sur	Los Lagos	2027	3,4
164	Ampliación en S/E Fuentecilla 66 kV (BP+BT), Nuevo Patio 154 kV (NBPS+BT), Nuevo TransfoRMador (NTR ATAT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV San Vicente de Tagua Tagua - Las Cabras	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	9,9
165	Ampliación en S/E Hospital (NTR ATMT)	2021	En Construcción	Centro	RM	2027	4,6
166	Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)	2021	En Construcción	Sur	Biobío	2026	1,9
167	Ampliación en S/E La Estrella 110 kV (BS)	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	0,9
168	Ampliación en S/E La Pólvara 220 kV (IM)	2021	En Construcción	Centro	Valparaíso	2026	2,3
169	Ampliación en S/E Lagunillas 220 kV (IM)	2021	En Construcción	Centro	Valparaíso	2026	1,9
170	Ampliación en S/E Leyda (NTR ATMT)	2021	En Construcción	Centro	Valparaíso	2026	3,7
171	Ampliación en S/E Los Maquis 66 kV (BS), Nuevo TransfoRMador (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 2x66 kV Itahue - Talca	2021	En Construcción	Sur	Maule	2026	4,9
172	Ampliación en S/E Malloa Nueva 154 kV (BPS) y Seccionamiento Línea 1x154 Punta De Cortés - Tinguiririca	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	4,3
173	Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV (IM)	2021	En Construcción	Norte	Tarapacá	2026	2,1
174	Ampliación en S/E Paillaco (NTR ATMT) y Seccionamiento Línea 1x66 kV Llolelhue - Los Lagos	2021	En Construcción	Sur	Los Ríos	2027	4,4
175	Ampliación en S/E Parinas 500 kV (IM) Y 220 kV (IM)	2021	En Construcción	Norte	Antofagasta	2026	6,0
176	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	2021	En Construcción	Norte	Antofagasta	2028	35,0
177	Ampliación en S/E Peñablanca (NTR ATMT)	2021	En Construcción	Centro	Valparaíso	2026	3,9
178	Ampliación en S/E San Fernando 154 kV (NBP+BT)	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	3,6
179	Ampliación en S/E San Pablo (NTR ATMT)	2021	En Construcción	Centro	RM	2026	4,2
180	Ampliación en S/E Santa Cruz 66 kV (BP+BT), Nuevo Patio 154 kV (NBPS+BT) y Nuevo TransfoRMador (NTR ATAT)	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2030	8,4
181	Ampliación en S/E Tinguiririca 220 kV (IM) Y 154 kV (BPS+BT)	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	5,2
182	Ampliación en S/E Tinguiririca (NTR ATAT)	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	9,6
183	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Buin - Linderos	2021	En Construcción	Centro	RM	2028	2,2
184	Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento - Monte Blanco, Nueva Línea 1x110 kV El Pimiento - El Lazo y Nueva Línea 1x110 kV Monte Blanco - El Lazo	2021	En Construcción	Centro	RM	2029	14,9
185	Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla - Malloa Nueva	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	16,9
186	Nueva Línea 2x154 kV Tinguiririca - Santa Cruz	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2030	27,9
187	Nueva S/E Coiquén y Nueva Línea 2x66 kV Las Delicias - Coiquén	2021	En Construcción	Sur	Biobío	2029	13,3

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
188	Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche - La Estrella	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	12,6
189	Nueva S/E Monte Blanco y Nueva S/E El Lazo	2021	En Construcción	Centro	RM	2029	13,0
190	Nueva S/E Seccionadora El Guindal	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2028	9,3
191	Nueva S/E Seccionadora El Pimiento	2021	En Construcción	Centro	RM	2029	18,0
192	Nueva S/E Seccionadora Las Delicias	2021	En Construcción	Sur	Biobío	2029	16,5
193	Nueva S/E Seccionadora Linderos	2021	En Construcción	Centro	RM	2028	16,3
194	Nueva S/E Seccionadora Lullaillaco	2021	En Construcción	Norte	Antofagasta	2028	21,9
195	Nueva S/E Seccionadora Pachacama	2021	En Construcción	Centro	Valparaíso	2028	9,8
196	Tendido Segundo Circuito Línea 2x154 kV Tinguiririca - San Fernando y Construcción de Paños en S/E San Fernando	2021	En Construcción	Sur	O'Higgins	2029	3,7
197	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli	2022	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2033	345,1
198	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos - Digüeñes	2022	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2031	102,5
199	Nueva S/E Calafquén y Nueva Línea 2x110 KV Lastarria - Calafquén	2022	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2031	32,4
200	Nueva S/E Claudio Arrau	2022	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2031	29,9
201	Nueva S/E Digüeñes	2022	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2031	73,1
202	Nueva S/E Margarita y nueva línea 2x110 kV Margarita - Agua Santa	2022	Aún no licitada	Centro	Valparaíso	2031	25,6
203	Nueva S/E Padre Pancho y nuevas líneas 2x66 kV Padre Pancho - Rukapillan y 1x66 kV Padre Pancho - Pucón	2022	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2031	21,4
204	Nueva S/E Rukapillan y Nueva Línea 2x110 kV Calafquén - Rukapillan	2022	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2031	25,2
205	Nueva S/E Talcahuano Sur	2022	Aún no licitada	Sur	Biobío	2030	10,4
206	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	2022	Desierta	Sur	Los Ríos	2030	1,8
207	Nueva S/E Montemar	2022	Desierta	Centro	Valparaíso	2031	15,6
208	Nueva S/E Olmué y nueva línea 2x110 kV Olmué - Quillota	2022	Desierta	Centro	Valparaíso	2031	18,9
209	Ampliación en S/E Algarrobal 220 kV (IM)	2022	En Construcción	Norte	Atacama	2027	2,2
210	Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT)	2022	En Construcción	Sur	Los Lagos	2029	10,3
211	Ampliación en S/E Andalién (NTR ATMT)	2022	En Construcción	Sur	Biobío	2028	4,6
212	Ampliación en S/E El Rosal 220 kV (IM)	2022	En Construcción	Sur	Biobío	2027	1,5
213	Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	2022	En Construcción	Sur	Ñuble	2029	2,7
214	Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)	2022	En Construcción	Norte	Antofagasta	2028	8,1
215	Ampliación en S/E Los Poetas (NTR ATMT)	2022	En Construcción	Centro	Valparaíso	2028	3,8
216	Ampliación en S/E Monte Mina 220 kV (IM)	2022	En Construcción	Norte	Antofagasta	2027	2,9
217	Ampliación en S/E Purranque (NTR ATMT)	2022	En Construcción	Sur	Los Lagos	2028	3,8
218	Ampliación en S/E San Juan 66 kV (BPS), reemplazo de transformadores (RTR ATMT) y seccionamiento de línea 2x66 kV Pan de Azúcar-Guayacán en S/E San Juan 66 kV	2022	En Construcción	Norte	Coquimbo	2028	7,5
219	Ampliación en S/E Taltal (NTR ATMT)	2022	En Construcción	Norte	Antofagasta	2028	5,4
220	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	2022	En Construcción	Sur	Los Lagos	2029	1,5
221	Ampliación en S/E Villarica (NTR ATMT)	2022	En Construcción	Sur	Araucanía	2028	3,9
222	Nueva S/E Don Melchor	2022	En Construcción	Centro	RM	2030	13,5
223	Nueva S/E Lillole	2022	En Construcción	Centro	Valparaíso	2030	18,1
224	Nueva S/E Lo Campino	2022	En Construcción	Centro	RM	2030	52,6
225	Nueva S/E Manuel Rodríguez	2022	En Construcción	Centro	RM	2030	16,2
226	Nueva S/E Nos	2022	En Construcción	Centro	RM	2030	13,4

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
227	Nueva S/E Reloncaví	2022	En Construcción	Sur	Los Lagos	2030	10,5
228	Nueva S/E Schwager	2022	En Construcción	Sur	Biobío	2030	29,2
229	Nueva S/E Valentín Letelier	2022	En Construcción	Centro	RM	2030	16,4
230	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas - Centella	2022	En Construcción	Norte	Coquimbo	2028	35,4
231	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	2022	En Construcción	Sur	Biobío	2030	60,3
232	Ampliación en S/E Lastarria 220 kV (IM), nuevo transformador (ATAT) y nuevo patio 110 kV (BPS+BT)	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Araucanía	2031	11,1
233	Ampliación en S/E Pucón 66 kV (BS)	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Araucanía	2031	1,4
234	Ampliación en S/E Quillota 110 kV (BS)	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2030	1,2
235	Ampliación en S/E Recoleta (NTR ATMT)	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2029	4,9
236	Ampliación en S/E Retiro 66 kV (BS), nuevo transformador (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Parral - Tap Longaví en S/E Retiro 66 kV	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Maule	2029	5,2
237	Aumento de capacidad línea 1x110 kV Concón - Tap Reñaca, tramo Concón - Montemar	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2030	2,2
238	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén - Los Otros, tramo Mulchén - Digueñes	2022	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Biobío	2031	7,9
239	Adecuación de paño de Línea 1x110 kV Esmeralda - Sur en S/E	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2029	12,2
240	Ampliación en S/E Bollener 110 kV (BS)	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2029	2,5
241	Ampliación en S/E Cabrero (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Sur	Biobío	2029	4,5
242	Ampliación en S/E Cañete (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Sur	Biobío	2029	5,2
243	Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)	2023	Aún no licitada	Norte	Tarapacá	2031	1,6
244	Ampliación en S/E Coronel (RTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Sur	Biobío	2029	4,5
245	Ampliación en S/E Esmeralda 220 kV (IM)	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	6,7
246	Ampliación en S/E Fuentecilla (BP+BT)	2023	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2031	1,4
247	Ampliación en S/E Guardiamarina 110 kV (2BP+BT)	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	1,9
248	Ampliación en S/E La Portada (BS)	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	1,3
249	Ampliación en S/E Las Arañas (RTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2029	4,0
250	Ampliación en S/E Liqcau 220 kV (IM)	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	3,0
251	Ampliación en S/E Los Negros (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2030	7,7
252	Ampliación en S/E Macul (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2029	4,8
253	Ampliación en S/E Mariscal (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2029	5,2
254	Ampliación en S/E Monterrico 66 kV (BP+BT)	2023	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2030	1,2
255	Ampliación en S/E Nogales 220 kV (IM)	2023	Aún no licitada	Centro	Valparaíso	2029	2,3
256	Ampliación en S/E Nueva Cardones 220 kV (IM)	2023	Aún no licitada	Norte	Atacama	2029	1,9
257	Ampliación en S/E Nueva Maitencillo 220 kV (IM)	2023	Aún no licitada	Norte	Atacama	2029	1,9
258	Ampliación en S/E Pitrufrquén (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2029	6,7
259	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	2023	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2029	1,9
260	Ampliación en S/E Santa Clara 220 kV (IM)	2023	Aún no licitada	Sur	Biobío	2029	2,0
261	Ampliación en S/E Santa Elena (RTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2029	4,6

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
262	Ampliación en S/E Sur (NTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2029	5,1
263	Ampliación en S/E Talca (RTR ATMT)	2023	Aún no licitada	Sur	Maule	2029	4,3
264	Conexión de línea 1x110 kV Tap Desalant - Desalant en S/E La Portada	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	1,7
265	Extensión de Línea 1x110 kV Mejillones - Tap Desalant, Cambio de conexión a S/E La Chimba y aumento de capacidad tramo 110 kV Mejillones - Punto de cambio de conexión	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	14,3
266	Extensión de Línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda y cambio de conexión a S/E Caracoles y S/E La Chimba	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	17,9
267	Nueva línea 1x220 kV Esmeralda - Liquecau	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	10,3
268	Nueva línea 2x66 kV Fuentecilla - El CaRMen	2023	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2031	22,0
269	Nueva S/E Alto Molle y nueva línea 2x110 kV Alto Molle - Cóndores	2023	Aún no licitada	Norte	Tarapacá	2031	16,8
270	Nueva S/E Cañaveral	2023	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2030	11,3
271	Nueva S/E Caracoles y nuevas líneas 2x220 kV Caracoles - Liquecau y 2x110 kV Guardiamarina - Caracoles	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	44,7
272	Nueva S/E Coihueco y nueva línea 2x66 kV Monterrico - Coihueco	2023	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2030	20,1
273	Nueva S/E El CaRMen	2023	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2031	8,6
274	Nueva S/E El Peral, seccionamiento Línea 2x110 kV Florida - Tap Vizcachas y noRMalización línea 1x110 kV Puente Alto - Tap Vizcachas	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2031	20,1
275	Nueva S/E Huayquique y nueva línea 2x110 kV Huayquique - Alto Molle	2023	Aún no licitada	Norte	Tarapacá	2031	21,6
276	Nueva S/E Huelquén	2023	Aún no licitada	Centro	RM	2030	10,8
277	Nueva S/E La Chimba	2023	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	15,4
278	Nueva S/E Pinto y nueva línea 2x66 kV Coihueco - Pinto	2023	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2030	16,4
279	Nueva S/E Quelmén	2023	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	8,3
280	Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)	2023	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2031	8,5
281	Nuevo reactor de línea 1X220 kV Nueva Pozo Almonte - Roncacho en S/E Nueva Pozo Almonte	2023	Aún no licitada	Norte	Tarapacá	2030	4,7
282	Nuevo reactor de línea 1X220 kV Nueva Pozo Almonte - Roncacho en S/E Roncacho	2023	Aún no licitada	Norte	Tarapacá	2030	4,8
283	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli	2023	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2030	22,5
284	Ampliación en S/E Cerrillos (NTR ATMT)	2024	Aún no licitada	Norte	Atacama	2030	6,2
285	Ampliación en S/E El Empalme 110 kV (BP+BT), nuevo patio 220 kV (IM)	2024	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2031	3,8
286	Ampliación en S/E El Ruil 66 kV (BPS+BT)	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	2,4
287	Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM)	2024	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2030	3,4
288	Ampliación en S/E Frutillar Norte 220 kV (IM) y nuevo patio 66 kV (BPS+BT)	2024	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2031	5,7
289	Ampliación en S/E Frutillar Norte (NTR ATAT)	2024	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2031	5,7
290	Ampliación en S/E Itahue 66 kV (BPS+BT)	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	1,8
291	Ampliación en S/E Itahue (NTR ATMT)	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	4,3
292	Ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT)	2024	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2031	23,1

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
293	Ampliación en S/E La Unión 66 kV (BS)	2024	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2030	1,2
294	Ampliación en S/E Las Delicias 220 kV (IM)	2024	Aún no licitada	Sur	Biobío	2030	3,3
295	Ampliación en S/E Llaima (NTR ATMT), nuevo patio 220 kV (IM), seccionamiento de línea 1x220 kV Los Peumos - Temuco y nuevo transformador (ATAT)	2024	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2031	19,7
296	Ampliación en S/E Los Tambores 66 kV (BPS)	2024	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2030	1,5
297	Ampliación en S/E Maipú (NTR ATMT)	2024	Aún no licitada	Centro	RM	2030	6,2
298	Ampliación en S/E Maule (NTR ATMT)	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	5,9
299	Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)	2024	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2030	3,4
300	Ampliación en S/E Nueva Chuquicamata 220 kV (IM)	2024	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2030	4,9
301	Ampliación en S/E Padre Hurtado (NTR ATMT)	2024	Aún no licitada	Centro	RM	2030	7,7
302	Ampliación en S/E Padre Las Casas (NTR ATMT)	2024	Aún no licitada	Sur	Araucanía	2030	5,7
303	Ampliación en S/E Parral (RTR ATAT)	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	6,6
304	Ampliación en S/E Portezuelo 220 kV (IM) y 110 kV (BS)	2024	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2030	3,2
305	Ampliación en S/E San Clemente 66 kV (BS)	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2030	1,8
306	Ampliación en S/E Seccionadora Lo Aguirre 500 kV (IM)	2024	Aún no licitada	Centro	RM	2030	3,8
307	Aumento de capacidad de línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas	2024	Aún no licitada	Sur	Biobío	2034	10,7
308	Aumento de capacidad de línea Charrúa - Lagunillas, tramo Hualqui - Punto de seccionamiento	2024	Aún no licitada	Sur	Biobío	2034	2,9
309	Aumento de capacidad línea 1x66 kV El Ruil - San Ignacio y seccionamiento de línea en S/E San Clemente	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2032	7,2
310	Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Rengo - La Brava - Rosario y 1x66 kV Tap Rengo - Rengo	2024	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2032	4,7
311	Aumento de capacidad línea 2x66 kV Panguilemo - Talca, tramo Trueno - Talca	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2032	4,2
312	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Encuentro - Miraje	2024	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2034	15,9
313	Nueva línea 2x66 kV La Unión - Los Tambores	2024	Aún no licitada	Sur	Los Ríos	2032	13,6
314	Nueva línea 2x220 kV Tiquel - Las Delicias	2024	Aún no licitada	Sur	Maule - Biobío	2033	41,4
315	Nueva línea 2x500 kV Nueva Chuquicamata - Miraje, energizada en 220 kV	2024	Aún no licitada	Norte	Antofagasta	2032	90,5
316	Nueva S/E Cambrales	2024	Aún no licitada	Sur	Biobío	2032	19,8
317	Nueva S/E Chequén y nuevas líneas 1x220 kV Chequén-Santa Isabel y 2x66 kV Chequén-El Ruil	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2032	52,1
318	Nueva S/E El Palqui y nueva línea 2x66 kV El Palqui-Las Juntas	2024	Aún no licitada	Norte	Coquimbo	2032	27,2
319	Nueva S/E Guangali y nueva línea 2x66 kV Guangali-Río Viejo	2024	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2032	21,4
320	Nueva S/E La Brava	2024	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2032	12,3
321	Nueva S/E La Calle	2024	Aún no licitada	Sur	Biobío	2032	33,3
322	Nueva S/E Las Juntas	2024	Aún no licitada	Norte	Coquimbo	2032	11,7
323	Nueva S/E Longovilo	2024	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2032	21,8
324	Nueva S/E Los Boldos	2024	Aún no licitada	Norte	Coquimbo	2032	11,9

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
325	Nueva S/E Navidad y nueva línea 2x66 kV Navidad-Longovilo	2024	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2032	42,6
326	Nueva S/E Palca	2024	Aún no licitada	Norte	Arica y Parinacota	2031	7,1
327	Nueva S/E Panul y nueva línea 2x110 kV Panul-Los Boldos	2024	Aún no licitada	Norte	Coquimbo	2032	27,4
328	Nueva S/E Pelarco	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2032	20,1
329	Nueva S/E Pichilemu y nueva línea 2x110 kV Pichilemu-Portezuelo	2024	Aún no licitada	Sur	O'Higgins	2032	44,3
330	Nueva S/E Puerto Octay y nueva línea 2x66 kV Puerto Octay - Frutillar Norte	2024	Aún no licitada	Sur	Los Lagos	2032	32,0
331	Nueva S/E Río Viejo	2024	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2032	24,1
332	Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia-Itahue	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2032	30,3
333	Nueva S/E Tiquel y nueva línea 2x500 kV Tiquel - Tiuquilemu	2024	Aún no licitada	Sur	Maule - Ñuble	2033	125,1
334	Nueva S/E Tiuquilemu	2024	Aún no licitada	Sur	Ñuble	2033	24,7
335	Nueva S/E Trueno y nueva línea 2x66 kV Trueno-Pelarco	2024	Aún no licitada	Sur	Maule	2032	33,4
336	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	2024	Aún no licitada	Centro	RM	2031	20,6
337	Tendido de segundo circuito de línea Lagunillas - Hualqui - La Calle y seccionamiento en S/E Hualqui	2024	Aún no licitada	Sur	Biobío	2032	14,5
338	Aumento de capacidad de transmisión en línea 1x66KV El Maitén - El Paico - El Monte	Anterior 2017	Aún no licitada	Centro	RM	2028	3,4
339	Ampliación en S/E La Esperanza	Anterior 2017	Desierta	Sur	O'Higgins	2028	2,3
340	Ampliación en S/E Nancagua	Anterior 2017	Desierta	Sur	O'Higgins	2028	2,0
341	Ampliación en S/E Paniahue	Anterior 2017	Desierta	Sur	O'Higgins	2028	0,9
342	Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua	Anterior 2017	Desierta	Sur	O'Higgins	2028	1,4
343	Nueva Línea 2x66 kV Trébol - Ejército	Anterior 2017	Desierta	Sur	Biobío	2029	2,8
344	Nueva Subestación Trébol 220/66 kV	Anterior 2017	Desierta	Sur	Biobío	2029	11,3
345	Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220kV [Etapa 2]	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Los Lagos	2029	107,7
346	Nueva Línea 2x66 kV Dichato - Tomé	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Biobío	2028	1,9
347	Nueva Línea 2x66 kV Hualqui - Chiguayante	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Biobío	2027	6,2
348	Nueva Línea 2x66 kV Los Varones - El Avellano	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Biobío	2025	2,7
349	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Cauquenes	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule	2029	0,8
350	Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes - Parral	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule	2028	12,0
351	Nueva línea 2x66 kV Nueva Valdivia - Picarte, tendido del primer circuito	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Los Ríos	2026	6,2
352	Nueva Línea 2x220 kV Gamboa - Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Los Lagos	2027	7,2
353	Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule	2027	32,8
354	Nueva Línea 2x220 kV Mataquito - Nueva Nirivilo - Nueva Cauquenes - Dichato - Hualqui	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule - Biobío	2024	198,1
355	Nueva S/E Mataquito 220/66 kV	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule	2027	15,2

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
356	S/E Dichato 220/66 kV	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Biobío	2028	14,7
357	S/E Nueva Casablanca 220/66 kV	Anterior 2017	En Construcción	Centro	Valparaíso	2025	11,1
358	S/E Nueva Cauquenes 220/66 kV	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule	2028	15,2
359	S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Maule	2028	14,7
360	S/E Quepe 220x66 kV	Anterior 2017	En Construcción	Sur	Araucanía	2027	13,0
361	Ampliación en S/E Capricornio	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Norte	Antofagasta	2029	12,2
362	Ampliación en S/E Catemu	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2028	1,5
363	Ampliación en S/E Cerro Navia	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2029	18,7
364	Ampliación en S/E Río Blanco	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2028	0,3
365	Ampliación en S/E San Felipe	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	Valparaíso	2028	3,1
366	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Sur	Maule	2028	2,7
367	Modificación de conexión de paños de transformación "TR5" y nuevo banco en nuevo patio "GIS" 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2029	3,8
368	Modificación de paños de conexión de línea 2x110 kV Las Vegas - Cerro Navia en nueva Sala (Nuevo Patio) "GIS" 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV	Anterior 2017	En proceso de Relicitación (Art. 157)	Centro	RM	2029	3,8
369	Subestación Seccionadora Orcoma	Necesaria y urgente	Desierta	Norte	Tarapacá	2028	10,2
370	Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Biobío	2029	5,8
371	Ampliación en S/E Monte Mina 220 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Antofagasta	2027	0,9
372	Ampliación en S/E O'Higgins 220 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Antofagasta	2026	0,0
373	Ampliación en S/E Ranguilí (NTR ATMT) y nuevo sistema de almacenamiento	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Maule	2029	18,0
374	Ampliación SE Chiloé	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Los Lagos	2026	2,4
375	Ampliación SE Seccionadora Solís 154 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Maule	2026	0,1
376	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Curicó - Rauquén	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Maule	2029	5,5
377	DC Curauma Fase 2	Necesaria y urgente	En Construcción	Centro	Valparaíso	2027	20,8
378	Extensión de Barra MT N°2 en Subestación Linares Norte	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Maule	2029	0,3
379	Nueva S/E Punilla	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Ñuble	2030	17,0
380	Nueva S/E Quinchamali	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Ñuble	2030	10,3
381	Nueva S/E Raluncoyán	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Araucanía	2031	31,6
382	Nueva S/E Seccionadora La Yesera 110 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Coquimbo	2026	6,2

Nº	NOMBRE PROYECTO	PLAN DECRETO	ESTADO PROYECTO (NOV 2025)	ZONA SEN	REGIÓN	AÑO PES	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
383	Nueva S/E Seccionadora Llanos de Rungue	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Coquimbo	2029	10,3
384	Nueva S/E Seccionadora San Camilo 110 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Atacama	2027	2,7
385	Nueva SE Seccionadora Alto de Ramírez	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Arica y Parinacota	2028	9,0
386	Nueva SE Seccionadora Enea 110 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Centro	RM	2027	9,7
387	Nueva SE Seccionadora Ilque	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Los Lagos	2027	2,7
388	Nueva SE Seccionadora Punta Verde 110 kV	Necesaria y urgente	En Construcción	Centro	RM	2028	31,6
389	Nueva SE Seccionadora TEA	Necesaria y urgente	En Construcción	Norte	Tarapacá	2026	13,0
390	Nuevo TransfoRMador AT/MT en S/E Chacabuco	Necesaria y urgente	En Construcción	Centro	RM	2026	4,1
391	Nuevo TransfoRMador Para "Data Center Chile 2"	Necesaria y urgente	En Construcción	Centro	RM	2026	4,4
392	Subestación Patagual	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Biobio	2028	28,0
393	Subestación Seccionadora Cancura	Necesaria y urgente	En Construcción	Sur	Araucanía	2025	4,7
394	Ampliación en S/E Parinacota	Necesaria y urgente	En proceso de Licitación	Norte	Arica y Parinacota	2028	3,4
395	Ampliación S/E Liqcau	Necesaria y urgente	En proceso de Licitación	Norte	Antofagasta	2028	7,3
396	Obra provisoria para conexión del PE Calbuco	Necesaria y urgente	En proceso de Licitación	Sur	Los Lagos	2027	2,0

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 7

### Avances 2022-2025 en generación

La cartera de proyectos de generación correspondiente al período 2022-2025 considera las obras que entraron en operación entre los años 2022 y 2025 (Tabla 14). Para estimar la inversión en el período de 2022 a 2025, se analizan los proyectos de generación que entraron en operación durante dicho período, y se valorizaron al costo de inversión promedio dependiendo de su tecnología de generación. Sin embargo, el costo real de cada proyecto podría variar significativamente respecto del costo promedio utilizado para esta valoriza-

ción, debido a factores como las condiciones particulares de cada emplazamiento, la disponibilidad de infraestructura de conexión, las condiciones de financiamiento, y la evolución de los precios internacionales de equipos y servicios durante el período analizado. Por ello, las cifras presentadas deben entenderse como una aproximación agregada que permite dimensionar la magnitud de las inversiones realizadas, más que como una estimación exacta del gasto incurrido en cada proyecto.

TABLA 14

#### Cartera de obras de generación con entrada en operación entre 2022 y 2025

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
1	Agrekko Diesel	Diésel	2022	RM	3	1,4
2	Berlioz Diesel	Diésel	2022	RM	3	1,4
3	Egido Diesel	Diésel	2022	Valparaíso	3	1,4
4	Lagunitas Diesel	Diésel	2022	Los Lagos	3	1,4
5	Eólica Campo Lindo	Eólica	2022	Ñuble	71,6	111,0
6	Eólica Lomas de Duqueco	Eólica	2022	Biobío	57,6	89,3
7	Cipresillos	Hidro	2022	O'Higgins	9	36,0
8	El Brinco	Hidro	2022	Biobío	0,25	1,0
9	Piedras Negras	Hidro	2022	Atacama	3	12,0
10	Solar Albor Solar	Solar	2022	Biobío	5,21	3,9
11	Solar Alcon Solar	Solar	2022	O'Higgins	9	6,8
12	Solar Alcones	Solar	2022	O'Higgins	90	67,7
13	Solar Anakena	Solar	2022	Coquimbo	12,5	9,4
14	Solar Aromo del Verano	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
15	Solar Astillas	Solar	2022	Atacama	10,8	8,1
16	Solar avel	Solar	2022	Biobío	18	13,5
17	Solar Bergamo	Solar	2022	Maule	3,8	2,9
18	Solar Bulnes los Barones	Solar	2022	Biobío	2,906	2,2
19	Solar Cabildo	Solar	2022	Valparaíso	9	6,8
20	Solar Cantera	Solar	2022	RM	3	2,3
21	Solar Cantillana	Solar	2022	RM	10,6	8,0
22	Solar Capricornio	Solar	2022	Antofagasta	87,9	66,1
23	Solar Caracoles	Solar	2022	Maule	3	2,3

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
24	Solar Ckilir	Solar	2022	Antofagasta	18	13,5
25	Solar Coinco	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
26	Solar Colchagua	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
27	Solar Condor Chepica	Solar	2022	O'Higgins	3,8	2,9
28	Solar Condor Pelvin	Solar	2022	RM	3	2,3
29	Solar Condor Petorca	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
30	Solar Coya	Solar	2022	Antofagasta	180	135,4
31	Solar Curicura	Solar	2022	Maule	10,7	8,0
32	Solar Don Enrique	Solar	2022	Coquimbo	12,5	9,4
33	Solar Don Martin	Solar	2022	Biobío	2,75	2,1
34	Solar Don Rodrigo	Solar	2022	Maule	5,3	4,0
35	Solar Duqueco	Solar	2022	Biobío	10,8	8,1
36	Solar El Guanaco Ampliacion	Solar	2022	RM	3	2,3
37	Solar El Huaso	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
38	Solar El Ingenio	Solar	2022	Valparaíso	9	6,8
39	Solar El Litoral Sunlight	Solar	2022	Valparaíso	11	8,3
40	Solar El Monte	Solar	2022	RM	3	2,3
41	Solar El Tiuque	Solar	2022	Maule	3	2,3
42	Solar El Zorzal	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
43	Solar Elena	Solar	2022	Antofagasta	67,5	50,8
44	Solar Encino	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
45	Solar Faramalla	Solar	2022	RM	3	2,3
46	Solar Fardela Negra	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
47	Solar Florencia	Solar	2022	Coquimbo	12,5	9,4
48	Solar Foster	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
49	Solar Fulgor	Solar	2022	Biobío	3	2,3
50	Solar Gabardo del Verano	Solar	2022	RM	3	2,3
51	Solar Gabriela	Solar	2022	Coquimbo	9	6,8
52	Solar Granate	Solar	2022	Coquimbo	12,5	9,4
53	Solar Guadalupe	Solar	2022	Valparaíso	6,6	5,0
54	Solar Guanchoi	Solar	2022	Atacama	369,6	277,9
55	Solar Guarana	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
56	Solar Helios	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
57	Solar Horizonte	Solar	2022	RM	6,01	4,5
58	Solar ICB	Solar	2022	RM	0,4	0,3
59	Solar Idahue del Verano	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
60	Solar Itihue	Solar	2022	Ñuble	10,6	8,0
61	Solar Javiera Carrera	Solar	2022	RM	10,8	8,1
62	Solar Jotabeche	Solar	2022	Atacama	10,9	8,2
63	Solar La Colonia	Solar	2022	RM	10,8	8,1
64	Solar La Palma	Solar	2022	Ñuble	9	6,8
65	Solar La Victoria	Solar	2022	Ñuble	10,5	7,9
66	Solar Las Cachanas	Solar	2022	O'Higgins	9,5	7,1
67	Solar Las Catitas	Solar	2022	Maule	9	6,8
68	Solar Las Tencas	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
69	Solar Lima	Solar	2022	O'Higgins	3,8	2,9
70	Solar Lo Boza	Solar	2022	RM	1	0,8
71	Solar Lo Chacon	Solar	2022	RM	3	2,3
72	Solar Lockma	Solar	2022	Antofagasta	21,4	16,1
73	Solar Loica	Solar	2022	Maule	3	2,3
74	Solar Los Jotes	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
75	Solar Los Lirios	Solar	2022	O'Higgins	11	8,3
76	Solar Los Tauretes	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
77	Solar Los Tordos	Solar	2022	Maule	6,2	4,7

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
78	Solar Manao	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
79	Solar Mandinga	Solar	2022	RM	10,4	7,8
80	Solar Marambio	Solar	2022	RM	2,71	2,0
81	Solar Meli	Solar	2022	O'Higgins	10,7	8,0
82	Solar Milan A	Solar	2022	Maule	3	2,3
83	Solar Mitchi	Solar	2022	Antofagasta	10,8	8,1
84	Solar Nan	Solar	2022	O'Higgins	7,8	5,9
85	Solar Nancagua	Solar	2022	O'Higgins	7,1	5,3
86	Solar Nazarino del Verano	Solar	2022	RM	3	2,3
87	Solar Nihue	Solar	2022	RM	3	2,3
88	Solar Palermo	Solar	2022	RM	11,5	8,6
89	Solar Palmas del Verano	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
90	Solar Palto Sunlight	Solar	2022	Valparaíso	9	6,8
91	Solar Panguilemo	Solar	2022	Maule	2,9	2,2
92	Solar Parque Valparaíso	Solar	2022	Valparaíso	7,1	5,3
93	Solar Pastran	Solar	2022	Coquimbo	12,5	9,4
94	Solar Penafior	Solar	2022	RM	10,7	8,0
95	Solar Pequen	Solar	2022	Maule	3	2,3
96	Solar Picunche	Solar	2022	O'Higgins	10,7	8,0
97	Solar Playeron	Solar	2022	Maule	3,05	2,3
98	Solar Plomo del Verano	Solar	2022	RM	3	2,3
99	Solar Puangue	Solar	2022	RM	4	3,0
100	Solar Puelche	Solar	2022	Biobío	3	2,3
101	Solar RDCL San	Solar	2022	Valparaíso	7,505	5,6
102	Solar Recoleta	Solar	2022	Coquimbo	9	6,8
103	Solar Rexner	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
104	Solar Rio Peuco	Solar	2022	O'Higgins	3	2,3
105	Solar Romeria	Solar	2022	Maule	9,11	6,9
106	Solar Salerno	Solar	2022	RM	3	2,3
107	Solar San Antonio	Solar	2022	Maule	12,1	9,1
108	Solar San Carlos	Solar	2022	Ñuble	3	2,3
109	Solar San Emilio I	Solar	2022	Maule	3	2,3
110	Solar San Jose II	Solar	2022	Ñuble	3	2,3
111	Solar Santa Cruz	Solar	2022	O'Higgins	9	6,8
112	Solar Santa Elizabeth	Solar	2022	O'Higgins	9	6,8
113	Solar Santa Emilia	Solar	2022	O'Higgins	10,7	8,0
114	Solar Sharon	Solar	2022	RM	3	2,3
115	Solar SLK CB9	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
116	Solar Sunhunter	Solar	2022	Coquimbo	9	6,8
117	Solar Taranto	Solar	2022	Valparaíso	10,5	7,9
118	Solar Tierra	Solar	2022	Atacama	9,6	7,2
119	Solar Torino	Solar	2022	Maule	8	6,0
120	Solar Tortolas del Verano	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
121	Solar Trebo	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
122	Solar Valle del Sol	Solar	2022	Antofagasta	149,9	112,7
123	Solar Ventisquero	Solar	2022	O'Higgins	9,0142	6,8
124	Solar Villa Alemana	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
125	Solar Villa Moscoso	Solar	2022	Valparaíso	3	2,3
126	BESS Andes IV	BESS	2023	Antofagasta	130	102,6
127	BESS Diego de Almagro Sur	BESS	2023	Atacama	8	6,3
128	BESS Salvador	BESS	2023	Atacama	67,8	53,5
129	BESS Uribe Solar	BESS	2023	Antofagasta	5	3,9
130	La Gloria 21	Biomasa	2023	Maule	4,1	2,0
131	Diesel Coya	Diésel	2023	O'Higgins	3	1,4

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
132	El Jardin	Diésel	2023	Los Lagos	3	1,4
133	Las Dalias	Diésel	2023	Los Lagos	3	1,4
134	Maitencillo Diesel	Diésel	2023	Atacama	66,9	32,3
135	Tigre Diesel	Diésel	2023	RM	3	1,4
136	Eolica Atacama	Eólica	2023	Atacama	165,3	256,2
137	Eolica La Cabana	Eólica	2023	Araucanía	106	164,3
138	Eolica San Matias	Eólica	2023	Ñuble	81,7	126,6
139	La Confianza	Hidro	2023	Biobío	2,6	10,4
140	Solar Andes IIB	Solar	2023	Antofagasta	180	135,4
141	Solar Andes IV	Solar	2023	Antofagasta	130	97,8
142	Solar Anunuca del Verano Solar	Solar	2023	Valparaíso	3	2,3
143	Solar Arica	Solar	2023	Arica y Parinacota	10,8	8,1
144	Solar Armazones	Solar	2023	Antofagasta	5,5	4,1
145	Solar Avellano	Solar	2023	Biobío	14,2	10,7
146	Solar Ayla	Solar	2023	O'Higgins	9	6,8
147	Solar Blu Solar	Solar	2023	Ñuble	5,4	4,1
148	Solar Cabrero	Solar	2023	Biobío	9	6,8
149	Solar Canones Sunlight	Solar	2023	Valparaíso	9,0086	6,8
150	Solar Cara de Gallo	Solar	2023	O'Higgins	2,74	2,1
151	Solar Caracas	Solar	2023	Coquimbo	9	6,8
152	Solar Caracas II	Solar	2023	Tarapacá	9	6,8
153	Solar Cauquenes	Solar	2023	Maule	3	2,3
154	Solar CEME 1	Solar	2023	Antofagasta	480	361,0
155	Solar Champa	Solar	2023	RM	10,2	7,7
156	Solar Chercan	Solar	2023	Maule	12	9,0
157	Solar Chercan PMG	Solar	2023	Coquimbo	9	6,8
158	Solar Chilener	Solar	2023	Maule	3	2,3
159	Solar Clementina	Solar	2023	RM	7	5,3
160	Solar Colina	Solar	2023	O'Higgins	9,015	6,8
161	Solar Coltauco Almendro	Solar	2023	O'Higgins	3	2,3
162	Solar Concon	Solar	2023	Valparaíso	0,1	0,1
163	Solar Coyunche	Solar	2023	Biobío	5,4026	4,1
164	Solar Don Matias	Solar	2023	O'Higgins	3	2,3
165	Solar Don Oscar	Solar	2023	Coquimbo	10,9	8,2
166	Solar Dona Antonia	Solar	2023	Coquimbo	82,1	61,7
167	Solar Dona Igna	Solar	2023	RM	2,7	2,0
168	Solar El Cuervo	Solar	2023	Maule	3	2,3
169	Solar El Manzano	Solar	2023	RM	99,4	74,7
170	Solar El Olivar	Solar	2023	Biobío	11	8,3
171	Solar El Palqui	Solar	2023	Coquimbo	3	2,3
172	Solar El Peral	Solar	2023	RM	12,1	9,1
173	Solar El Pichon	Solar	2023	Maule	3	2,3
174	Solar El Rayador	Solar	2023	Coquimbo	12	9,0
175	Solar El Reconquistador	Solar	2023	Ñuble	3	2,3
176	Solar El Trigal	Solar	2023	Ñuble	9	6,8
177	Solar Emilia Solar	Solar	2023	Coquimbo	5,3	4,0
178	Solar Fotovolt Linares I	Solar	2023	Maule	1,9	1,4
179	Solar Fuster del Verano	Solar	2023	RM	10,7	8,0
180	Solar Gaviotin	Solar	2023	Coquimbo	9	6,8
181	Solar Huaquelon	Solar	2023	Coquimbo	12,5	9,4
182	Solar Independencia 2	Solar	2023	RM	3	2,3
183	Solar Itahue	Solar	2023	Maule	6,3	4,7
184	Solar Jardin Solar Petorca	Solar	2023	Valparaíso	11,7	8,8
185	Solar La Gamboina	Solar	2023	O'Higgins	6,5	4,9

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
186	Solar La Paz	Solar	2023	RM	10,9	8,2
187	Solar Laja Andino	Solar	2023	Biobío	9	6,8
188	Solar Las Arboledas	Solar	2023	Maule	3	2,3
189	Solar Las Bandurrias	Solar	2023	Maule	3	2,3
190	Solar Las Golondrinas	Solar	2023	Maule	9	6,8
191	Solar Las Salinas	Solar	2023	Antofagasta	375,4	282,3
192	Solar Las Taguas	Solar	2023	Coquimbo	12	9,0
193	Solar Liquidambar	Solar	2023	Valparaíso	10,8	8,1
194	Solar Lo Miguel	Solar	2023	O'Higgins	10,6	8,0
195	Solar Los Cisnes	Solar	2023	RM	6	4,5
196	Solar Los Nogales	Solar	2023	Coquimbo	9,9	7,4
197	Solar Lucas Solar	Solar	2023	Coquimbo	9	6,8
198	Solar Maikono	Solar	2023	Valparaíso	3	2,3
199	Solar Maimalican	Solar	2023	Coquimbo	12	9,0
200	Solar Maitenlahue	Solar	2023	RM	3	2,3
201	Solar Malloco	Solar	2023	RM	11,3	8,5
202	Solar Malvilla	Solar	2023	Valparaíso	3	2,3
203	Solar Maranon	Solar	2023	Atacama	11,6	8,7
204	Solar Meseta de Los Andes	Solar	2023	Valparaíso	152,5	114,7
205	Solar Newentun	Solar	2023	O'Higgins	6	4,5
206	Solar North West	Solar	2023	Coquimbo	11,1	8,3
207	Solar Olivia	Solar	2023	Coquimbo	3	2,3
208	Solar Olivier	Solar	2023	Coquimbo	3	2,3
209	Solar Orquidea Solar	Solar	2023	Coquimbo	3,2	2,4
210	Solar Paillihue	Solar	2023	Biobío	9	6,8
211	Solar Paranal	Solar	2023	Antofagasta	5,5	4,1
212	Solar Patricia del Verano	Solar	2023	RM	10,8	8,1
213	Solar Pellin	Solar	2023	Ñuble	9	6,8
214	Solar Pelumpen	Solar	2023	Valparaíso	3	2,3
215	Solar Pencahue	Solar	2023	Maule	10,8	8,1
216	Solar Piduco	Solar	2023	O'Higgins	3	2,3
217	Solar Pocillas	Solar	2023	Maule	3	2,3
218	Solar Pueblo Seco	Solar	2023	Ñuble	10,6	8,0
219	Solar Quemados	Solar	2023	O'Higgins	7,01	5,3
220	Solar Quilmo	Solar	2023	Ñuble	10,6	8,0
221	Solar Ratulemus	Solar	2023	Maule	3	2,3
222	Solar Ren	Solar	2023	Araucanía	7,2	5,4
223	Solar Rengo	Solar	2023	O'Higgins	8,1	6,1
224	Solar Rimini	Solar	2023	Valparaíso	10,3	7,7
225	Solar Rinconada Alcones	Solar	2023	O'Higgins	9	6,8
226	Solar Rosario	Solar	2023	O'Higgins	5,9	4,4
227	Solar Samo Bajo	Solar	2023	Coquimbo	2,9	2,2
228	Solar San Eugenio Solar	Solar	2023	Biobío	10,8	8,1
229	Solar Santa Lucia	Solar	2023	Coquimbo	8,3	6,2
230	Solar Siete Colores	Solar	2023	Coquimbo	7,8	5,9
231	Solar Soy Solar	Solar	2023	Coquimbo	3	2,3
232	Solar Tallado	Solar	2023	Antofagasta	9	6,8
233	Solar Tijeral	Solar	2023	Valparaíso	3	2,3
234	Solar Tranque del Sol	Solar	2023	Valparaíso	10,7	8,0
235	Solar Travesia	Solar	2023	Atacama	10,9	8,2
236	Solar Venezia Solar	Solar	2023	Maule	10,9	8,2
237	Solar Violeta	Solar	2023	Araucanía	10,5	7,9
238	Solar Willka	Solar	2023	Arica y Parinacota	98	73,7
239	Solar Yahutela	Solar	2023	Valparaíso	7	5,3

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
240	BESS Capricornio	BESS	2024	Antofagasta	48	37,9
241	BESS Coya	BESS	2024	Antofagasta	139	109,7
242	BESS El Manzano	BESS	2024	RM	99,3	78,3
243	BESS La Cabana	BESS	2024	Araucanía	65	51,3
244	BESS Nueva Imperial	BESS	2024	Araucanía	5,2	4,1
245	BESS Punta Sierra	BESS	2024	Coquimbo	3	2,4
246	BESS San Andres	BESS	2024	Atacama	35	27,6
247	BESS Solar Andes IIA	BESS	2024	Antofagasta	80	63,1
248	BESS Solar Andes IIB	BESS	2024	Antofagasta	130	102,6
249	BESS Solar Don Humberto	BESS	2024	RM	60	47,3
250	BESS Tamaya	BESS	2024	Antofagasta	68,2	53,8
251	BESS Virtual Reservoir	BESS	2024	RM	49,3	38,9
252	Bellet Diesel	Diésel	2024	RM	0,5	0,2
253	Eolica Cardonal	Eólica	2024	O'Higgins	32,9	51,0
254	Eolica Horizonte	Eólica	2024	Antofagasta	816,2	1265,1
255	Eolica Lomas de Taltal	Eólica	2024	Antofagasta	342	530,1
256	Eolica Los Cerrillos	Eólica	2024	O'Higgins	45,6	70,7
257	Eolica Manantiales	Eólica	2024	O'Higgins	28,5	44,2
258	Eolica Punta de Talca	Eólica	2024	Coquimbo	82,6	128,0
259	El Portal	Hidro	2024	Biobío	1,1	4,4
260	HE Los Condores	Hidro	2024	Maule	162	648,0
261	Tranca Del Toro	Hidro	2024	Los Ríos	3,2	12,8
262	Solar Maria Dolores IX	Solar	2024	Biobío	10,4	7,8
263	Solar Alameda	Solar	2024	O'Higgins	10,4	7,8
264	Solar Albatros	Solar	2024	Maule	1,5	1,1
265	Solar Aldebaran	Solar	2024	O'Higgins	6,6	5,0
266	Solar Alhue Sunlight	Solar	2024	RM	10,5	7,9
267	Solar Alianza	Solar	2024	Atacama	10,6	8,0
268	Solar Alto Bellavista Sunlight	Solar	2024	O'Higgins	8,9	6,7
269	Solar Alto del Sol	Solar	2024	Biobío	11,2	8,4
270	Solar Ancahual	Solar	2024	Araucanía	10,3	7,7
271	Solar Axel Solar	Solar	2024	Coquimbo	2,9	2,2
272	Solar Barcelona	Solar	2024	Maule	10,7	8,0
273	Solar Belen	Solar	2024	RM	7,1	5,3
274	Solar Belenos Til Til	Solar	2024	RM	10,8	8,1
275	Solar Bulnes	Solar	2024	Biobío	10,5	7,9
276	Solar Cabimas	Solar	2024	Maule	9	6,8
277	Solar Caldera	Solar	2024	Atacama	10,4	7,8
278	Solar Caranca	Solar	2024	Atacama	3	2,3
279	Solar Catapilco	Solar	2024	Valparaíso	10,4	7,8
280	Solar Cato	Solar	2024	Ñuble	3	2,3
281	Solar Cefalu	Solar	2024	RM	3	2,3
282	Solar Centauro Solar	Solar	2024	Ñuble	10,4	7,8
283	Solar Chacaico	Solar	2024	Biobío	11	8,3
284	Solar Chanar del Verano	Solar	2024	Antofagasta	3	2,3
285	Solar Chequen	Solar	2024	RM	10,3	7,7
286	Solar Chicauma del Verano	Solar	2024	RM	10,7	8,0
287	Solar Chillan Huambali Hiper	Solar	2024	Ñuble	3	2,3
288	Solar Chinchorro	Solar	2024	Arica y Parinacota	10,6	8,0
289	Solar Condor La Ligua	Solar	2024	Valparaíso	7,5	5,6
290	Solar Corso	Solar	2024	Atacama	10,5	7,9
291	Solar Cuarzo	Solar	2024	RM	3	2,3
292	Solar Curaco	Solar	2024	O'Higgins	9	6,8
293	Solar Desierto de Atamaca	Solar	2024	Atacama	293	220,3

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
294	Solar Don Humberto	Solar	2024	RM	80,7	60,7
295	Solar Don Simon	Solar	2024	O'Higgins	7,1	5,3
296	Solar Dona Regina	Solar	2024	Biobío	3	2,3
297	Solar Dona Rubena	Solar	2024	RM	3	2,3
298	Solar EA Maiten	Solar	2024	Valparaíso	3	2,3
299	Solar El Caiquen	Solar	2024	Maule	9	6,8
300	Solar El Cardenal	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
301	Solar El Carpintero	Solar	2024	Maule	9	6,8
302	Solar El Interlocutor	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
303	Solar El Mirlo	Solar	2024	O'Higgins	12	9,0
304	Solar El Trebol	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
305	Solar El Trile	Solar	2024	Maule	11	8,3
306	Solar El Triunfo	Solar	2024	Valparaíso	11	8,3
307	Solar El Turpial	Solar	2024	Atacama	3	2,3
308	Solar Enami	Solar	2024	Valparaíso	6,2	4,7
309	Solar Espiga de Oro	Solar	2024	Biobío	3	2,3
310	Solar Farol	Solar	2024	Antofagasta	12,1	9,1
311	Solar Fragata	Solar	2024	Valparaíso	3	2,3
312	Solar Gran Teno	Solar	2024	Maule	240,5	180,9
313	Solar Graneros	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
314	Solar Hijuela	Solar	2024	Maule	3	2,3
315	Solar Huingan	Solar	2024	RM	11,3	8,5
316	Solar Hurtado	Solar	2024	Biobío	3	2,3
317	Solar Isidro	Solar	2024	Valparaíso	10,6	8,0
318	Solar Jilguero	Solar	2024	Maule	3	2,3
319	Solar La Huerta	Solar	2024	Maule	3	2,3
320	Solar La Perla	Solar	2024	Biobío	6,4	4,8
321	Solar La Vendimia	Solar	2024	Maule	10,4	7,8
322	Solar Las Chilcas	Solar	2024	Arica y Parinacota	11,2	8,4
323	Solar Las Loicas	Solar	2024	Atacama	3	2,3
324	Solar Lengua Solar	Solar	2024	Biobío	5,2	3,9
325	Solar Leyda	Solar	2024	Valparaíso	95,2	71,6
326	Solar Liebre del Verano	Solar	2024	RM	10,8	8,1
327	Solar Llancay	Solar	2024	RM	11	8,3
328	Solar Lluta Solar	Solar	2024	Arica y Parinacota	3	2,3
329	Solar Loma Tendida del Verano	Solar	2024	RM	3	2,3
330	Solar Loncura	Solar	2024	Valparaíso	12,5	9,4
331	Solar Loro Choroy	Solar	2024	Maule	10,9	8,2
332	Solar Los Naranjos	Solar	2024	Ñuble	10,2	7,7
333	Solar Los Robles	Solar	2024	Maule	3	2,3
334	Solar Macao	Solar	2024	RM	9	6,8
335	Solar Macarena Solar	Solar	2024	Tarapacá	3,1	2,3
336	Solar Parque Cauquenes	Solar	2024	Maule	10,6	8,0
337	Solar Parque Mayos	Solar	2024	O'Higgins	2,5	1,9
338	Solar Parque Rauli	Solar	2024	Ñuble	9,7	7,3
339	Solar Patagua	Solar	2024	RM	10,6	8,0
340	Solar Patguilla	Solar	2024	RM	9,7	7,3
341	Solar Pesaro	Solar	2024	Valparaíso	3	2,3
342	Solar Peumo	Solar	2024	Ñuble	10,5	7,9
343	Solar Pichilemu	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
344	Solar Plaza Sunlight	Solar	2024	Coquimbo	9	6,8
345	Solar Pomuyeto	Solar	2024	Ñuble	3	2,3
346	Solar Pueblo Hundido	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
347	Solar PVP La Rosa	Solar	2024	O'Higgins	7,1	5,3

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
348	Solar Quebrada de Talca	Solar	2024	Coquimbo	10,5	7,9
349	Solar Quilmo Solar	Solar	2024	Ñuble	6,5	4,9
350	Solar Quintacabrero	Solar	2024	Biobío	11	8,3
351	Solar RCU	Solar	2024	Maule	6	4,5
352	Solar Roma	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
353	Solar Rucapaine	Solar	2024	RM	12,1	9,1
354	Solar Rucasol	Solar	2024	RM	10,1	7,6
355	Solar Sagrada Familia La Fortuna	Solar	2024	Maule	3	2,3
356	Solar San Alberto	Solar	2024	Ñuble	10,4	7,8
357	Solar San Antonio del Monte	Solar	2024	RM	8,4	6,3
358	Solar San Clemente Fior del Llano	Solar	2024	Maule	6,2	4,7
359	Solar San Eduardo	Solar	2024	Ñuble	3	2,3
360	Solar San Francisco Parral	Solar	2024	Maule	3	2,3
361	Solar San Rafael	Solar	2024	Valparaíso	3	2,3
362	Solar Santa Blanca de Isla de Maipo	Solar	2024	RM	2,4	1,8
363	Solar Santa Pamela	Solar	2024	Biobío	8,9	6,7
364	Solar Santa Teresita	Solar	2024	RM	10,9	8,2
365	Solar SGT Cholguan	Solar	2024	Ñuble	2,6	2,0
366	Solar SGT Tucapel	Solar	2024	Ñuble	8	6,0
367	Solar Sofia	Solar	2024	Coquimbo	3	2,3
368	Solar Sol Del Maule	Solar	2024	Maule	3	2,3
369	Solar Solar del Bueno	Solar	2024	Los Ríos	3	2,3
370	Solar Solar Park Malloa	Solar	2024	O'Higgins	3	2,3
371	Solar Tabolango	Solar	2024	Valparaíso	10,8	8,1
372	Solar Taira	Solar	2024	Antofagasta	200,3	150,6
373	Solar Talagante	Solar	2024	RM	7,6	5,7
374	Solar Tamango	Solar	2024	Maule	48,5	36,5
375	Solar Tamarama	Solar	2024	Atacama	9	6,8
376	Solar Tamarico	Solar	2024	Atacama	164,7	123,9
377	Solar Tortuga	Solar	2024	Ñuble	3	2,3
378	Solar Turquía	Solar	2024	Biobío	1,5	1,1
379	Solar Unihue	Solar	2024	Maule	3	2,3
380	Solar Velasco	Solar	2024	Biobío	5,2	3,9
381	Solar Verona	Solar	2024	Maule	3	2,3
382	Solar Villa Longavi	Solar	2024	Maule	9	6,8
383	Solar Vinas del Sol	Solar	2024	Valparaíso	7,2	5,4
384	BESS Andes III	BESS	2025	Antofagasta	179,5	141,6
385	BESS Bolero	BESS	2025	Antofagasta	146	115,2
386	BESS del Desierto	BESS	2025	Antofagasta	230	181,5
387	BESS Desierto de Atacama	BESS	2025	Atacama	270	213,0
388	BESS Fragata	BESS	2025	Valparaíso	3	2,4
389	BESS Huatacondo	BESS	2025	Tarapacá	89,5	70,6
390	BESS Maria Elena	BESS	2025	Antofagasta	67,8	53,5
391	BESS Nuevo Quillagua	BESS	2025	Antofagasta	95	75,0
392	BESS Nuevo Quillagua II	BESS	2025	Antofagasta	105	82,8
393	BESS Rita del Maiten	BESS	2025	RM	5	3,9
394	BESS Tocopilla	BESS	2025	Antofagasta	116	91,5
395	BESS Victor Jara	BESS	2025	Tarapacá	200	157,8
396	Colaco Pargua	Diésel	2025	Los Lagos	3	1,4
397	El Canelo II	Diésel	2025	Los Lagos	3	1,4
398	Exequiel Fernandez	Diésel	2025	RM	0,5	0,2
399	Holley	Diésel	2025	RM	0,8	0,4
400	PRP Marver	Diésel	2025	Los Lagos	9	4,3
401	Eolica Antofagasta	Eólica	2025	Antofagasta	364	564,2

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
402	Eolica Ckhuri	Eólica	2025	Antofagasta	109,2	169,3
403	Don Eugenio	Hidro	2025	O'Higgins	3	12,0
404	Don Tito	Hidro	2025	Los Lagos	3	12,0
405	Las Nieves	Hidro	2025	Araucanía	6,5	26,0
406	Solar Alcazar	Solar	2025	Ñuble	10,8	8,1
407	Solar Algarrobo	Solar	2025	Maule	3	2,3
408	Solar Amanecer	Solar	2025	Antofagasta	8,8	6,6
409	Solar Andes III	Solar	2025	Antofagasta	179,5	135,0
410	Solar Andromeda	Solar	2025	Tarapacá	12,5	9,4
411	Solar Angol Solar I	Solar	2025	Araucanía	3	2,3
412	Solar Belloto B	Solar	2025	Maule	2,7	2,0
413	Solar Boix	Solar	2025	Maule	3	2,3
414	Solar Calderaza	Solar	2025	Atacama	9,9	7,4
415	Solar Caleu	Solar	2025	Valparaíso	10,9	8,2
416	Solar Canquen	Solar	2025	Biobío	3	2,3
417	Solar Casa de Lata	Solar	2025	Ñuble	6	4,5
418	Solar Cauce	Solar	2025	Antofagasta	9	6,8
419	Solar Cetus	Solar	2025	O'Higgins	3	2,3
420	Solar Chamonate	Solar	2025	Atacama	12,5	9,4
421	Solar Chillan Confluencia	Solar	2025	Ñuble	3	2,3
422	Solar Chillan Vicente Mendez	Solar	2025	Ñuble	3	2,3
423	Solar Collanco	Solar	2025	Maule	11	8,3
424	Solar Concorde	Solar	2025	Atacama	7,5	5,6
425	Solar Corrales del Verano	Solar	2025	RM	3	2,3
426	Solar Dinamo	Solar	2025	RM	3	2,3
427	Solar Dona Berta	Solar	2025	Valparaíso	3	2,3
428	Solar El Colibri	Solar	2025	Ñuble	12	9,0
429	Solar El Nandu	Solar	2025	Atacama	3	2,3
430	Solar Encina III	Solar	2025	O'Higgins	6,5	4,9
431	Solar Esmeralda	Solar	2025	Maule	3	2,3
432	Solar Falcon	Solar	2025	RM	3	2,3
433	Solar Fenix	Solar	2025	RM	11,2	8,4
434	Solar Fundo San Isidro	Solar	2025	Coquimbo	11,2	8,4
435	Solar Genova	Solar	2025	Maule	10,4	7,8
436	Solar Gonzalina Tuniche Sunlight	Solar	2025	O'Higgins	10,9	8,2
437	Solar Guindo Santo	Solar	2025	Ñuble	11,2	8,4
438	Solar Hergo Los Sauces	Solar	2025	Araucanía	3	2,3
439	Solar Hortensias	Solar	2025	Valparaíso	3	2,3
440	Solar La Brujula	Solar	2025	RM	3	2,3
441	Solar La Cosecha	Solar	2025	Ñuble	10,4	7,8
442	Solar Las Guindillas	Solar	2025	O'Higgins	10,2	7,7
443	Solar Las Tacas	Solar	2025	Coquimbo	3	2,3
444	Solar Los Banos	Solar	2025	Ñuble	7,2	5,4
445	Solar Los Eucaliptos	Solar	2025	Araucanía	3	2,3
446	Solar Los Morros I	Solar	2025	RM	1	0,8
447	Solar Lumilla	Solar	2025	Antofagasta	10,8	8,1
448	Solar Margarita X	Solar	2025	O'Higgins	4,6	3,5
449	Solar Mayor Power	Solar	2025	RM	3	2,3
450	Solar Millahue	Solar	2025	Maule	10	7,5
451	Solar Mora	Solar	2025	RM	3	2,3
452	Solar Nuevo Quillagua II	Solar	2025	Antofagasta	105	79,0
453	Solar Perla del Norte	Solar	2025	Antofagasta	11,4	8,6
454	Solar Persefone	Solar	2025	Antofagasta	11,4	8,6
455	Solar Pirincho	Solar	2025	RM	3	2,3

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO	AÑO PES	REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
456	Solar Puig Sunlight	Solar	2025	O'Higgins	3	2,3
457	Solar Pumas	Solar	2025	O'Higgins	3	2,3
458	Solar Ramirez del Verano	Solar	2025	Coquimbo	3	2,3
459	Solar Ranguil Solar Norte	Solar	2025	O'Higgins	3	2,3
460	Solar Rita del Maiten	Solar	2025	RM	8,5	6,4
461	Solar Rosa de Sharon	Solar	2025	RM	6,4	4,8
462	Solar San Ramon	Solar	2025	RM	10,6	8,0
463	Solar San Vicente TT	Solar	2025	O'Higgins	11,1	8,3
464	Solar Sand	Solar	2025	RM	21,6	16,2
465	Solar Santa Helena	Solar	2025	O'Higgins	11	8,3
466	Solar Santa Ines Sunray	Solar	2025	O'Higgins	9,6	7,2
467	Solar Sirimavo	Solar	2025	Coquimbo	3	2,3
468	Solar Solaris	Solar	2025	Coquimbo	10,8	8,1
469	Solar Taruca	Solar	2025	Arica y Parinacota	11,2	8,4
470	Solar Tes	Solar	2025	Ñuble	3	2,3
471	Solar Topacio	Solar	2025	Ñuble	3	2,3
472	Solar Tutuven	Solar	2025	Maule	10,7	8,0
473	Solar Valle Alegre	Solar	2025	Valparaiso	3	2,3
474	Solar Victor Jara	Solar	2025	Tarapacá	240,2	180,6
475	Solar Villa	Solar	2025	RM	6,3	4,7
476	Solar Yungay II Trilaleo	Solar	2025	Ñuble	9,6	7,2

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la CNE.

## Anexo 8

### Avances 2022-2025 en transmisión

La cartera de proyectos de transmisión correspondiente al período 2022-2025 considera las obras de transmisión que entraron en operación entre los años 2022 y 2025, de acuerdo con información de la CNE (Tabla 15).

TABLA 15

#### Cartera de obras de transmisión con entrada en operación entre 2022 y 2025

Nº	NOMBRE PROYECTO	AÑO PES	TIPO DE OBRA	ZONA SEN	REGIÓN	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
1	Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV; Nueva Línea 2x220 Entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, Tendido Del Primer Circuito; Nueva Línea 2x220 kV Entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, Tendido del Primer Circuito; [Etapa 2]	2022	Línea	Norte	Tarapacá Arica y Parinacota	96,1
2	Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	2022	Línea	Sur	Los Ríos Los Lagos	81,5
3	Nueva Línea 1x220 KV A. Melipilla - Rapel	2022	Línea	Centro	RM	23,7
4	Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre - A. Melipilla	2022	Línea	Centro	RM	27,8
5	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación en S/E Nueva Puerto Montt	2022	Línea	Sur	Los Lagos	6,5
6	Ampliación en S/E Pitrufquén	2022	Subestación	Sur	Araucanía	6,4
7	Nueva Subestación ["S/E"] Guardiamarina 110/23-13 kV	2022	Subestación	Norte	Antofagasta	10,6
8	Ampliación en S/E Lagunas	2022	Subestación	Norte	Tarapacá	2,8
9	Ampliación en S/E Chivilcán	2022	Subestación	Sur	Araucanía	3,4
10	Ampliación en S/E Padre las Casas	2022	Subestación	Sur	Araucanía	7,1
11	Aumento de capacidad de transformación en S/E Longavi	2022	Subestación	Sur	Maule	2,2
12	Ampliación en S/E Monterrico	2022	Subestación	Sur	Ñuble	0,9
13	Ampliación en S/E Pirque	2022	Subestación	Centro	RM	2,4
14	Seccionamiento en S/E Pirque	2022	Subestación	Centro	RM	1,8
15	Ampliación en S/E Altamirano	2022	Subestación	Centro	RM	5,7
16	Ampliación en S/E Punta de Cortés	2022	Subestación	Sur	O'Higgins	12,5
17	Ampliación en S/E Collipulli	2022	Subestación	Sur	Araucanía	1,6
18	Ampliación en S/E La Dehesa	2022	Subestación	Centro	RM	5,8

Nº	NOMBRE PROYECTO	AÑO PES	TIPO DE OBRA	ZONA SEN	REGIÓN	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
19	Nueva S/E La Pólvara 220/110 kV	2022	Subestación	Centro	Valparaíso	18,5
20	Nueva S/E Guindo 220/66 kV	2022	Subestación	Sur	Biobío	13,5
21	Ampliación en S/E Graneros	2022	Subestación	Sur	O'Higgins	3,9
22	Ampliación en S/E Negrete.	2022	Subestación	Sur	Biobío	5,5
23	Ampliación en S/E Curacautín	2022	Subestación	Sur	Araucanía	2,2
24	Ampliación en S/E Cumbre	2022	Subestación	Norte	Atacama	2,1
25	Nueva S/E Río Aconcagua 220/110 kV	2022	Subestación	Centro	Valparaíso	24,0
26	Ampliación en S/E La Palma	2022	Subestación	Sur	Maule	2,6
27	Nueva S/E Lastarria 220/66 kV	2022	Subestación	Sur	Araucanía	14,8
28	Cambio circuitos 1x154 kV Charrua - Tap Chillan y 1x154 kV Charrúa - Monterrico	2023	Línea	Sur	Biobío Ñuble	11,0
29	Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Coronel - Horcones, Segmento Tap Lota - Horcones	2023	Línea	Sur	Biobío	1,4
30	Ampliación en S/E Alto Melipilla	2023	Subestación	Centro	RM	0,9
31	Cambio Interruptor Paño Acoplador en S/E Alto Jahuel 110 kV	2023	Subestación	Centro	RM	0,8
32	Ampliación en S/E Constitución	2023	Subestación	Sur	Maule	0,9
33	Nueva S/E Seccionadora Damascal	2023	Subestación	Norte	Coquimbo	5,7
34	Seccionamiento en Línea 2x154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	2023	Subestación	Sur	O'Higgins	5,9
35	Nueva S/E Móvil Región del Biobío y Región de la Araucanía	2023	Subestación	Sur	Biobío	3,6
36	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	2023	Subestación	Sur	Biobío	19,1
37	Ampliación en S/E Monterrico	2023	Subestación	Sur	Ñuble	4,1
38	Ampliación en S/E Rahue 220 kV (BPS+BT)	2023	Subestación	Sur	Los Lagos	1,3
39	Ampliación en S/E El Totoral	2023	Subestación	Centro	Valparaíso	2,4
40	Nueva S/E Los Varones 220/66 kV	2023	Subestación	Sur	Biobío	12,1
41	Ampliación en S/E Agua Santa	2023	Subestación	Centro	Valparaíso	11,1
42	Ampliación en S/E Alcones y Habilitación paño Línea 1x66 kV Marchigüe - Alcones en S/E Alcones	2023	Subestación	Sur	O'Higgins	1,1
43	Ampliación en S/E Polpaico	2023	Subestación	Centro	RM	1,4
44	Seccionamiento en S/E San Gregorio	2023	Subestación	Sur	Ñuble	1,7
45	Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	2023	Subestación	Norte	Antofagasta	54,3
46	Ampliación en S/E Lautaro	2023	Subestación	Sur	Araucanía	1,9
47	Ampliación en S/E San Gregorio	2023	Subestación	Sur	Ñuble	3,4
48	Aumento de Capacidad en S/E Colchagua	2023	Subestación	Sur	O'Higgins	3,3
49	Doble Barra Tap Algarrobo	2023	Subestación	Centro	Valparaíso	6,9
50	Nueva S/E Móvil Región del Maule	2023	Subestación	Sur	Maule	3,6
51	Ampliación en S/E Parral	2023	Subestación	Sur	Maule	0,8
52	Ampliación en S/E Lautaro	2023	Subestación	Sur	Araucanía	2,1
53	Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	2023	Subestación	Norte	Coquimbo	6,5
54	Nueva S/E Móvil Región de Valparaíso	2023	Subestación	Centro	Valparaíso	3,7
55	Ampliación en S/E San Carlos	2023	Subestación	Sur	Ñuble	3,9
56	Ampliación en S/E Laja	2023	Subestación	Sur	Biobío	1,2
57	Nuevo Transformador en S/E Los Angeles	2023	Subestación	Sur	Biobío	3,5
58	Ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)	2023	Subestación	Sur	Araucanía	0,3
59	Ampliación en S/E Alameda	2023	Subestación	Centro	RM	4,5
60	Ampliación en S/E Los Varones	2023	Subestación	Sur	Biobío	1,4

Nº	NOMBRE PROYECTO	AÑO PES	TIPO DE OBRA	ZONA SEN	REGIÓN	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
61	Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	2024	Línea	Norte	Atacama Coquimbo	106,9
62	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nueva Los Pelambres 2x220 kV 2x580 MVA	2024	Línea	Norte	Coquimbo	125,0
63	Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua - Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue	2024	Línea	Centro	Valparaíso	5,6
64	Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas	2024	Línea	Centro	RM	5,5
65	Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael	2024	Subestación	Centro	Valparaíso	4,6
66	Seccionamiento en S/E Santa Bárbara	2024	Subestación	Sur	Biobío	1,5
67	Ampliación en S/E Pelequén (NTR ATMT)	2024	Subestación	Sur	O'Higgins	4,3
68	S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	2024	Subestación	Norte	Antofagasta	14,7
69	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	2024	Subestación	Norte	Antofagasta	9,6
70	Ampliación en S/E Puerto Varas (NTR ATMT)	2024	Subestación	Sur	Los Lagos	4,7
71	Nueva S/E Seccionadora Codegua	2024	Subestación	Sur	O'Higgins	11,6
72	Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)	2024	Subestación	Sur	Los Ríos	3,2
73	Ampliación en S/E Negrete	2024	Subestación	Sur	Biobío	2,8
74	Nueva S/E El Ruil	2024	Subestación	Sur	Maule	7,0
75	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	2024	Subestación	Sur	Los Ríos	1,5
76	Ampliación en S/E Alto Melipilla	2024	Subestación	Centro	RM	12,2
77	Cambio Interruptores Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Chena en S/E Alto Jahuel	2024	Subestación	Centro	RM	1,9
78	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)	2024	Subestación	Centro	RM	27,9
79	Ampliación en S/E Parinacota	2024	Subestación	Norte	Arica y Parinacota	6,1
80	Ampliación en S/E El Avellano	2024	Subestación	Sur	Biobío	3,4
81	Ampliación en S/E Copayapu	2024	Subestación	Norte	Atacama	5,2
82	Ampliación en S/E Los Tambores (NTR ATMT)	2024	Subestación	Sur	Los Ríos	5,4
83	Ampliación en S/E Charrúa	2024	Subestación	Sur	Biobío	6,8
84	Ampliación S/E Caldera	2024	Subestación	Norte	Atacama	4,8
85	Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	2024	Subestación	Centro	Valparaíso	4,1
86	Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x66 kV Pullinque - Los Lagos en S/E Panguipulli	2024	Subestación	Sur	Los Ríos	2,0
87	Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	2024	Subestación	Norte	Tarapaca	6,8
88	Ampliación en S/E Nueva Valdivia	2024	Subestación	Sur	Los Ríos	9,8
89	Ampliación en S/E Santa Elvira (NTR ATMT)	2024	Subestación	Sur	Ñuble	5,0
90	Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	2024	Subestación	Norte	Coquimbo	3,5
91	Ampliación en S/E Maitencillo 110 kV (BPS+BT)	2024	Subestación	Norte	Atacama	2,0
92	Nueva S/E Seccionadora Roncacho	2024	Subestación	Norte	Arica y Parinacota	4,9
93	Ampliación en S/E Alto Bonito (NTR ATMT)	2024	Subestación	Sur	Los Lagos	4,0
94	S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	2024	Subestación	Centro	Valparaíso	6,2
95	Ampliación en S/E Portezuelo	2024	Subestación	Sur	O'Higgins	8,0

Nº	NOMBRE PROYECTO	AÑO PES	TIPO DE OBRA	ZONA SEN	REGIÓN	VALOR INVERSIÓN (USD MM)
96	Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	2025	Línea	Norte	Coquimbo	6,6
97	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	2025	Línea	Norte	Antofagasta	105,6
98	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa	2025	Línea	Centro	Valparaíso	39,7
99	Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	2025	Línea	Norte	Tarapacá	19,2
100	Ampliación en S/E Ovalle	2025	Subestación	Norte	Coquimbo	0,9
101	Ampliación en S/E Nueva Lampa (NTR ATMT)	2025	Subestación	Centro	RM	7,9
102	Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua - Rosario	2025	Subestación	Sur	O'Higgins	6,6
103	Ampliación en S/E Santa Marta	2025	Subestación	Centro	RM	5,7
104	Ampliación en S/E Penco (RTR ATMT)	2025	Subestación	Sur	Biobío	2,7
105	Nueva S/E La Señora 220/66 kV	2025	Subestación	Sur	Biobío	8,7
106	Ampliación en S/E Curacavi (NTR ATMT)	2025	Subestación	Centro	RM	3,4
107	Ampliación en S/E Santa Bárbara (RTR ATMT)	2025	Subestación	Sur	BIO BIO	4,2
108	Ampliación en S/E Córdoros	2025	Subestación	Norte	Tarapacá	6,0
109	Ampliación en S/E Chiguayante (NTR ATMT)	2025	Subestación	Sur	Biobío	3,7
110	Ampliación en S/E Apoquindo (NTR ATMT)	2025	Subestación	Centro	RM	4,8
111	Ampliación en S/E Lo Aguirre (NTR ATMT)	2025	Subestación	Centro	RM	5,7
112	Cambio Interruptor Paño Acoplador en S/E Temuco 66 kV	2025	Subestación	Sur	Araucanía	1,6
113	Ampliación en S/E Traiguén (RTR ATMT)	2025	Subestación	Sur	Araucanía	5,5
114	Nuevo Transformador en S/E Illapel	2025	Subestación	Norte	Coquimbo	6,3
115	Ampliación en S/E Nueva San Rafael 110 kV (2BP+BT)	2025	Subestación	Centro	Valparaíso	0,5
116	Ampliación en S/E Temuco (BPS+BT)	2025	Subestación	Sur	Araucanía	0,5
117	Ampliación en S/E Chicureo (NTR ATMT)	2025	Subestación	Centro	RM	6,4
118	Ampliación en S/E Batuco (NTR ATMT)	2025	Subestación	Centro	RM	4,5

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la CNE.







