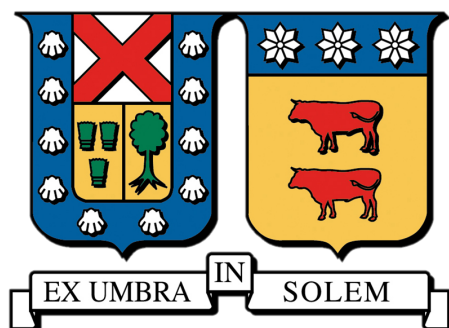




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**ANÁLISIS DE RESILIENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
ANTE EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN Y PROPUESTA PARA
LA INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

PABLO ESTEBAN CARRASCO CAVIERES

PROFESOR GUÍA

Dra. MARÍA PILAR GÁRATE CHATEAU

PROFESOR CO-REFERENTE

MSc. GONZALO AMÉSTICA HERNÁNDEZ

SANTIAGO DE CHILE, 10 DE DICIEMBRE 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Análisis de resiliencia del sistema eléctrico nacional ante el proceso de descarbonización y propuesta para la incorporación de tecnologías de almacenamiento.

Nombre del candidato(a): Pablo Esteban Carrasco Cavieres

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: Vitacura

Departamento: Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, María Pilar Garate Chateau, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 14/01/2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 14/01/2026

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Tabla de Contenidos

1	Agradecimientos	5
2	Resumen	6
3	Abstract	7
4	Introducción	8
5	Problema de Investigación	10
6	Objetivos	11
6.1	Objetivo General	11
6.2	Objetivos Específicos	11
7	Alcance	12
8	Marco Teórico	14
8.1	Transición energética	14
8.1.1	Rol del sector energético en las emisiones de GEI	14
8.1.2	Estrategias globales de descarbonización	16
8.1.3	Descarbonización del sistema eléctrico nacional	17
8.2	Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile	18
8.2.1	Estructura del SEN: generación, transmisión y distribución	19
8.3	Resiliencia del sistema eléctrico	21
8.3.1	Definición de resiliencia del sistema eléctrico	22

8.3.2	Factores que influyen en la resiliencia	24
8.3.3	Indicadores de resiliencia	28
8.3.3.1	Métricas internacionales de resiliencia	30
8.3.3.2	Indicadores de duración	31
8.3.3.3	Indicadores de riesgo	33
8.3.3.4	Indicadores de curva	36
8.4	Tecnologías de respaldo en sistemas eléctricos	37
8.4.1	Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y sus desafíos técnicos .	37
8.4.2	Tecnologías de respaldo	39
8.4.2.1	Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS)	39
8.4.2.2	Hidrobombeo	40
8.4.2.3	Batería de Carnot	42
8.4.2.4	Almacenamiento de aire comprimido (CAES)	43
8.4.2.5	Otros sistemas	44
8.5	Marco normativo y regulatorio en Chile	45
8.5.1	Normas técnicas sobre confiabilidad y seguridad	46
9	Metodología	48
10	Análisis y resultados	53
10.1	Diagnóstico del SEN	53
10.1.1	Análisis de la operación actual del SEN	53
10.1.2	Análisis de perturbaciones en el sistema	58
10.1.3	Vulnerabilidad del sistema	61

10.2	Evaluación de la resiliencia del SEN	63
10.2.1	Revisión de índices de resiliencia aplicables al SEN	64
10.2.2	Resiliencia del SEN (caso 25 de febrero del 2025)	66
10.3	Evaluación de tecnologías de respaldo	69
10.3.1	Identificación y evaluación técnica de alternativas	70
10.3.2	Comparación de resiliencia	84
10.4	Propuesta de implementación	93
10.4.1	Etapa 1 (0-5 años): Fortalecimiento de la respuesta inmediata y prepara- ción para la operación por islas	94
10.4.2	Etapa 2 (5-15 años): Incorporación del almacenamiento de larga duración y restauración de la estabilidad en el sistema	97
10.4.3	Etapa 3 (15–30 años): Consolidación estructural del almacenamiento y transición hacia un SEN resiliente y descarbonizado	101
11	Conclusiones	107
12	Limitaciones	109
13	Recomendaciones	111
14	Anexos	123

Lista de Tablas

1	Comparación entre confiabilidad y resiliencia	29
2	Sistema de métricas de resiliencia $\Phi\Lambda E\Pi$	37
3	Resumen de los indicadores de resiliencia del evento del 25 de febrero de 2025 . .	68
4	Comparación técnica de tecnologías de almacenamiento seleccionadas	83

Lista de Figuras

2	Representación de las fases de la resiliencia	25
3	Representación gráfica del sistema de hidrobombeo	41
4	Proceso de la batería de Carnot	42
5	Esquema D-CAES y A-CAES	44
6	Evolución de la capacidad instalada por tecnologías en el SEN	54
7	Generación de ERNC en el año 2024 del SEN	55
8	Generación Real Horaria por Tecnología en la última semana de octubre de 2025 .	56
9	Demanda horaria sistémica de la última semana de agosto de 2025	57
10	Demanda horaria neta del 31 de octubre de 2025	58
11	Generación de energía 25 y 26 de febrero	60
12	Evolución de las emisiones de CO_2 por el sector energético	123
13	Balance de GEI (kt CO_2 eq por sector desde 1990 a 2020)	123
14	Generación de energía SEN año 2024 por tecnología	124
15	Generación de energía SEN año 2024 por Región	124
16	Demanda horaria neta de la última semana de octubre	125
17	Costo marginal real de la última semana de octubre de 2025	125

1. Agradecimientos

A lo largo de este camino, hubo personas cuyo apoyo y cariño hicieron que este trabajo llegara a su fin. A cada una de ellas, quiero dedicarles estas palabras.

Agradezco principalmente a mi madre, por ser mi mayor apoyo y compañía durante toda esta etapa, entregándome siempre su amor incondicional. Gracias por enseñarme a ser quien soy, por acompañarme incluso en mis momentos más difíciles, por siempre estar atenta a mi y por enseñarme a ser perseverante en la vida.

Agradezco a mi hermana por entregarme amor y comprensión a su manera y por estar ahí siempre que la necesito.

A mi padre por su apoyo en todo este proceso, aunque no nos veamos mucho sé que siempre estará cuando lo necesito y cuando no también.

A mis tíos y mi mamita, quienes han sido unos segundos padres para mi, siempre entregándome cariño y apoyo en cada uno de mis momentos. Muchas gracias por su compañía y por ser una familia muy unida, por apoyarme cuando me fui del país y en toda mi etapa universitaria.

Agradezco a mi pareja, Eugenia, por su amor, paciencia y apoyo durante todo este camino que pasamos juntos. Gracias por estar conmigo en mi crecimiento personal, en mi experiencia fuera del país, por comprender cuando he tenido días pesados. Gracias por recordarme que soy capaz, aún cuando yo mismo lo olvidaba.

Agradezco a mis amigos Víctor y José Tomás, quienes conocí en la universidad y de ahí se han vuelto en mis mejores amigos, apoyándome y acompañándome, por los trabajos que tuvimos que pasar y por esas noches de estudio interminables que se hacían más ameno junto a ustedes.

A todos ustedes, gracias por creer en mí. Este logro también es suyo.

2. Resumen

La presente tesis analiza cómo las tecnologías de almacenamiento pueden fortalecer la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional en un contexto de descarbonización acelerada y alta penetración de ERNC. El estudio se basa en un diagnóstico del sistema, el análisis del apagón del 25 de febrero de 2025, la revisión de métricas internacionales de resiliencia y una evaluación técnica comparativa de alternativas de almacenamiento.

El diagnóstico mostró una creciente dependencia de la generación fotovoltaica y una reducción de la potencia firme debido al retiro de centrales térmicas. Aunque el sistema opera de manera confiable, su capacidad para enfrentar perturbaciones críticas es limitada. El evento de 2025 lo evidenció, con una caída casi instantánea y más de 24 horas para recuperarse. La curva de resiliencia permitió describir este comportamiento e identificar las etapas donde se requieren refuerzos.

Se evaluaron cuatro tecnologías de almacenamiento (BESS, hidrobombeo, baterías de Carnot y CAES), concluyéndose que ninguna es suficiente por sí sola, pero su combinación puede mejorar distintas fases de degradación y recuperación. Las BESS aportan en los primeros segundos por su respuesta instantánea; el hidrobombeo y los CAES son los más eficaces para sostener el suministro durante interrupciones prolongadas; y las baterías de Carnot representan una opción estratégica para reconvertir centrales térmicas.

Con base en estos resultados, se elaboró una hoja de ruta en tres etapas: (I) fortalecimiento de la respuesta inicial y preparación para operar por islas; (II) incorporación de almacenamiento de larga duración; y (III) consolidación de un sistema de almacenamiento integrado en la planificación del SEN. El estudio concluye que incorporar explícitamente la resiliencia en la planificación energética es esencial para asegurar un sistema robusto y preparado para eventos críticos.

3. Abstract

The accelerated decarbonization and high penetration of NCRES within the Chilean National Electric System necessitate a redefinition of operational resilience. This thesis analyzes how energy storage technologies can strengthen the SEN's capacity to withstand critical disturbances.

The study is grounded in a system diagnostic and an analysis of the February 25, 2025 blackout, an event that highlighted the system's limited response capability. The preliminary diagnostic revealed a dependence on photovoltaic generation and a significant reduction in firm capacity due to the retirement of thermal power plants. The system's behavior during the event—characterized by an instantaneous collapse and a recovery exceeding 24 hours was analyzed using the resilience curve to identify the critical phases requiring reinforcement.

A comparative technical assessment was conducted on four storage technologies: BESS, pumped hydro storage, Carnot batteries, and Compressed Air Energy Storage (CAES). The research concludes that no single technology is sufficient; instead, their strategic combination optimizes the system's performance across the degradation and recovery phases. BESS are crucial for the initial response; pumped hydro and CAES emerge as the most effective solutions for sustaining supply during prolonged interruptions; and Carnot batteries offer strategic potential for the repurposing of decommissioned thermal infrastructure.

Finally, a three-stage implementation roadmap is proposed: (I) strengthening immediate response capabilities and preparing the system for islanded operation; (II) large-scale integration of long-duration energy storage; (III) formal consolidation of storage as an integral component of the SEN's planning. It is concluded that the explicit incorporation of resilience into energy planning is essential to ensure a robust electric system capable of withstanding future high-impact events.

4. Introducción

Uno de los problemas más importantes que se han registrado a nivel mundial desde el siglo XX es el cambio climático y su acelerado crecimiento. Según el Informe de Síntesis del IPCC se informa que “las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustibles fósiles y de los procesos industriales contribuyeron aproximadamente con el 78 % del total de emisiones de GEI” (IPCC, 2014). Frente a esta grave emergencia es que han surgido diferentes métodos de generación de energías limpias para reemplazar los combustibles fósiles. Esta transición a energías renovables se conoce como descarbonización.

Bajo este contexto, Chile, con su geografía, recursos naturales y gran requerimiento de energía por la población y empresas, no está ajeno a este desafío. Chile se ha comprometido con la descarbonización en su sistema energético, llegando incluso a establecer un plan de carbono neutralidad para el año 2050, que consta de 45 medidas concretas para acelerar la transición energética, donde el gobierno se compromete a “convertir el país en carbono neutral a más tardar el 2050” (Ministerio del Medio Ambiente, 2021). Este compromiso ha impulsado la incorporación masiva de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), principalmente la solar en el norte y la eólica en el sur, lo que ha puesto a Chile como un líder en la adopción de estas tecnologías. Sin embargo, este proceso de transición tiene otro eje: el retiro progresivo de las centrales termoeléctricas a carbón, las cuales históricamente han entregado estabilidad y confiabilidad en la red.

Si bien la rápida incorporación de las ERNC resulta ser fundamental para mantener la sostenibilidad del sistema, la intermitencia y variabilidad de estas fuentes, sumado al retiro de las centrales a carbón, plantean un riesgo significativo para mantener la seguridad y resiliencia

del SEN. Algunas de las consecuencias que se han presentado tras el avance del plan propuesto han sido la congestión en las redes de transmisión, los vertimientos de energía que no logra ser inyectada en el sistema y mayor exposición a la inestabilidad de la red, lo que ha generado la necesidad de contar con métodos de respaldo que aseguren la confiabilidad del suministro.

Estos problemas no resultan ser netamente teóricos, sino que se han llegado a manifestar de forma tangible. Un ejemplo de lo expuesto ocurrió el 25 de febrero de 2025, cuando un apagón masivo dejó sin suministro eléctrico a 14 de las 16 regiones y afectó a "toda la población desde Arica hasta Puerto Montt", lo que se traduce en más del 90 % de los 19 millones de habitantes del país (Batschke y Basualdo, 2025). Esta situación se produjo debido a una intervención mal realizada que generó una desconexión en las líneas de transmisión de las instalaciones Nueva Pan de Azúcar y Nueva Maitencillo. Posteriormente, la investigación del Coordinador Eléctrico Nacional determinó que, si bien la falla inicial se originó en la transmisión, la magnitud del apagón se agravó por la mala gestión de las centrales de generación (Comisión Nacional de Energía, 2025). Estas no respondieron óptimamente para mantener la estabilidad del sistema, evidenciando una falla en la resiliencia del SEN y la necesidad de abordar los desafíos de la transición energética.

En este contexto, la resiliencia energética aparece como un concepto relevante. Entendida como la capacidad del sistema para enfrentar las interrupciones, resulta ser importante emplearla en la red para poder garantizar la continuidad del suministro eléctrico ante eventos inesperados. Por ello, la resiliencia se ha convertido en un eje para los proyectos energéticos de descarbonización.

5. Problema de Investigación

La transición energética en Chile, a pesar de ser sumamente importante para alcanzar los objetivos de sostenibilidad y el cumplimiento de la Estrategia Climática de Largo Plazo 2050, ha generado una problemática tanto técnica como económica que afecta en la resiliencia del SEN. El sistema de generación ha tenido una evolución rápida y progresiva, pasando de depender casi completamente de la generación térmica, la cual otorgaba seguridad y estabilidad en la red, a tener una base con alta proporción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), las cuales son intermitentes y variables. En este escenario, las tecnologías de almacenamiento de energía se han estudiado como una solución para asegurar la continuidad del suministro ante contingencias. Es por esto que surgen dos aspectos principales a considerar: el cierre de las centrales térmicas y la incorporación de las ERNC, que afectan en la seguridad y resiliencia del sistema.

Si bien se reconocen estos desafíos, actualmente no existe una estrategia óptima para la integración de las tecnologías de respaldo que permitan contrarrestar los efectos negativos que tiene la incorporación de las ERNC en el sistema. Aún no se ha definido con precisión cómo dimensionar y planificar la incorporación de tecnologías flexibles (como sistemas de almacenamiento de energía, entre otros) para compensar de una manera segura la salida de las centrales térmicas.

Bajo este problema de investigación, se busca responder las siguientes preguntas: **¿De qué manera ha afectado la descarbonización la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile? ¿Qué tecnologías de respaldo se pueden incorporar al sistema para compensar la variabilidad de las ERNC en Chile? ¿Cuál es la estrategia para integrar las tecnologías de respaldo en el sistema que permita fortalecer la resiliencia?**

6. Objetivos

6.1. Objetivo General

Establecer una propuesta para la incorporación de tecnologías de almacenamiento a la generación de energía del Sistema Eléctrico Nacional, en el marco de la descarbonización e incorporación de las energías renovables, mediante un análisis técnico que permita determinar su aporte a la resiliencia del suministro.

6.2. Objetivos Específicos

- Diagnosticar la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional mediante el análisis de la matriz energética.
- Revisar los principales índices de resiliencia utilizados internacionalmente y evaluar su aplicabilidad en el contexto del Sistema Eléctrico Nacional.
- Analizar las tecnologías de almacenamiento presentes en Chile y aquellas que se pueden incorporar, a través de un análisis técnico y de experiencias internacionales relevantes.
- Analizar la falla del 25 de febrero de 2025 a través de índices de resiliencia.
- Realizar una evaluación de las alternativas de respaldo, a través de una comparación de sus características técnicas y su potencial aporte a la resiliencia.

7. Alcance

El presente estudio se centra exclusivamente en la etapa de generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile y tiene como propósito analizar el rol que pueden desempeñar las tecnologías de almacenamiento de energía en el fortalecimiento de la resiliencia en el contexto de la acelerada descarbonización del sistema. El análisis se orienta a comprender el aporte de estas tecnologías para enfrentar interrupciones de gran magnitud.

La investigación considera tecnologías de almacenamiento que hayan sido implementadas a nivel nacional o internacional, tales como baterías de ión-litio (BESS), almacenamiento térmico con baterías de Carnot, sistemas de hidrobombeo y almacenamiento de aire comprimido (CAES). Estas alternativas se evalúan desde una perspectiva técnica, comparando su tiempo de respuesta, potencia firme entregada, capacidad de almacenamiento, vida útil, ventajas y desventajas operacionales, entre otros. No se incorporan tecnologías emergentes con menor madurez en el comercio debido a la falta de información técnica y operativa que permita su comparación de resiliencia.

El análisis de la resiliencia del sistema se basa exclusivamente en fuentes oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional y otros agentes del sector energético. Para este análisis de vulnerabilidad sistémica, el estudio se centra en un único evento real y de gran magnitud, el cual es el apagón del 25 de febrero de 2025, debido a que su magnitud, duración y disponibilidad de información. No se incluyen otros eventos de falla ni se realiza una comparación con otros apagones históricos ya que no cuentan con las características para evaluarlos desde la visión de resiliencia. Tampoco se incluye un análisis detallado del Plan de Restauración del Servicio, debido a que su aplicación depende de decisiones en el momento y de la coordinación de los agentes involucrados, lo que se escapa del alcance técnico-comparativo de esta investigación.

Asimismo, el estudio no considera una evaluación económica, ya que el objetivo central es comparar la capacidad técnica de las tecnologías para el fortalecimiento de resiliencia, dejando fuera el análisis de costos y beneficios, rentabilidad y tarifas. Estos aspectos, aunque son relevantes para la toma de decisiones, están fuera del alcance metodológico del trabajo.

Como se mencionó, este trabajo también excluye las fases de transmisión y distribución en el análisis. Si bien estos son muy importantes para evaluar la resiliencia, la investigación se centra en la generación porque es la etapa donde influyen las tecnologías de almacenamiento. Por esto, tampoco se desarrollan simulaciones ni modelos del sistema, el análisis es conceptual, descriptivo y comparativo.

En síntesis, este estudio se limita a evaluar el aporte técnico de tecnologías de almacenamiento específicas, aplicadas al caso del apagón del 25 de febrero de 2025, sin profundizar en aspectos económicos, regulatorios ni modelos eléctricos. Su alcance busca entregar una base conceptual para comprender cómo estas tecnologías pueden contribuir a fortalecer la resiliencia futura del SEN.

8. Marco Teórico

8.1. Transición energética

La transición energética a nivel global ha representado un cambio profundo en el uso de combustibles fósiles, los cuales han sido progresivamente cambiados por energías renovables, tales como la solar, eólica, entre otras. Este cambio responde a la necesidad urgente de contrarrestar los efectos negativos que ha traído el cambio climático y así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, los cuales han sido los principales responsables del calentamiento global. En este contexto, se debe comprender el papel del sector energético como uno de los principales emisores de gases, así como las estrategias de descarbonización llevadas a cabo a nivel global. Asimismo, el análisis de las implicancias técnicas que ha generado el cierre de las centrales térmicas y la revisión del panorama internacional permitirán identificar con mayor claridad los desafíos y oportunidades del proceso de descarbonización.

8.1.1. Rol del sector energético en las emisiones de GEI

El sector energético es uno de los principales actores de la emisión de gases de efecto invernadero a nivel global, dado que concentra la mayor parte del consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad, el transporte y la industria. La Unión Europea resulta ser un buen referente respecto a la tendencia de las emisiones de este sector: en 2022, cerca del 27,4 % de las emisiones totales de la región provinieron directamente del sector energético, superando a otros como el transporte (23,8 %), la industria (20,3 %) o la agricultura (10,8 %) (Parlamento Europeo, 2024). Si bien las emisiones tanto del transporte como de la industria corresponden a sectores diferentes al energético, sí están muy relacionadas, ya que dependen en gran medida del sumi-

nistro energético para su funcionamiento. De esta manera, la reducción de emisiones en el sector energético no impacta directamente en sus propias cifras, sino que también ayuda a disminuir las emisiones de los sectores de producción y de movilidad que utilizan esta energía, situando al sector eléctrico como el núcleo de las estrategias de combate a las emisiones de GEI.

La misma conclusión se observa al analizar la evolución a nivel global. Según la Agencia Internacional de Energía, las emisiones de CO_2 asociadas al sector energético han mostrado un crecimiento sostenido durante más de un siglo, alcanzando en 2024 un récord de 37,8 gigatoneladas (véase la Figura 12) (Agencia Internacional de Energía, 2025). Si bien se registran descensos puntuales en ciertos años, la tendencia es mayoritariamente ascendente, lo que refleja la dependencia mundial a los combustibles fósiles. Para comprender la magnitud de la cifra mencionada, equivale a liberar en un solo año cerca de 4,7 toneladas de CO_2 por cada habitante del planeta, más de siete veces las emisiones anuales de toda la Unión Europea y más de 120 veces las emisiones que generan los volcanes a nivel mundial. En consecuencia, cualquier esfuerzo global por reducir las emisiones y cumplir con los compromisos del Acuerdo de París debe necesariamente enfocarse en la transformación del sector energético.

En Chile, las emisiones de gases de efecto invernadero provienen mayoritariamente del sector energético, siguiendo la misma tendencia observada a nivel global. Según el informe entregado por el Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero, en 2020, de un total de 105.551,9 kt CO_2 eq, un 75,53 % corresponde a emisiones del sector Energía debido a las grandes cantidades generadas por la quema de combustibles fósiles (Ministerio del Medio Ambiente, 2023). Dentro de este sector, la generación eléctrica representa una parte significativa de las emisiones, seguidas por el transporte y la industria, lo que, al igual que se mencionó en el contexto global, refleja una gran dependencia de la matriz energética nacional a las fuentes no renovables

como el carbón, el diésel y el gas natural. Si bien Chile aporta menos del 0,3 % de las emisiones mundiales, sus emisiones de CO_2 han mostrado un crecimiento sostenido desde 1990, lo que ha sido impulsado por el aumento de la demanda del suministro eléctrico y la expansión de la capacidad instalada de los combustibles fósiles (véase la Figura 13). Esta evolución confirma que la descarbonización del sector energético es fundamental para el cumplimiento de los compromisos climáticos internacionales.

8.1.2. Estrategias globales de descarbonización

Ante el impacto ambiental que ha generado el uso sostenido de combustibles fósiles, internacionalmente se han impulsado estrategias de descarbonización del sector energético. Estas buscan la reducción de la emisión de gases de la generación de energía mediante la sustitución de las fuentes fósiles por energías renovables.

En 2015, durante la COP21, se realizó el Acuerdo de París, que corresponde a un tratado internacional que busca limitar el aumento de la temperatura media global a menos de 2 °C, idealmente llegando a limitar hasta 1,5 °C (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015). De acuerdo con el IPCC, para cumplir los objetivos propuestos en este acuerdo implica la descarbonización casi total del sector energético a 2050, reduciendo aproximadamente un 45 % de la emisión global de CO_2 al 2030 y la carbono neutralidad antes de 2050 (Rogelj et al., 2018).

Bajo el contexto del Acuerdo de París, es que algunos países han comenzado a implementar políticas para acelerar la transición energética. Un ejemplo de los avances en la descarbonización a nivel mundial es el acuerdo alcanzado en 2024 por los países del G7, el cual es un grupo formado por siete de las economías más avanzadas del mundo, mediante el cual se comprometieron a cerrar todas las centrales térmicas a carbón a menos de que cuenten con un sistema de captura

de emisiones de CO_2 antes del año 2035 (Swissinfo, 2024). Si este acuerdo es respetado por los países involucrados podría representar un gran paso hacia la eliminación del carbón como suministro principal de energía a nivel global, y podría ser una fuente de estudio para otros países que busquen la descarbonización de sus sistemas eléctricos.

8.1.3. Descarbonización del sistema eléctrico nacional

En Chile, la descarbonización del sistema eléctrico ha sido una transformación estructural más relevante para la disminución de las emisiones a nivel nacional. La red eléctrica, que históricamente ha sido sustentada en gran parte por las fuentes convencionales como el carbón o el diésel, ha experimentado una gran transición hacia las energías renovables no convencionales, como la solar, eólica e hidroeléctrica, las cuales han sido instaladas en grandes volúmenes desde 2020 (Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía, s.f.).

En este contexto, el Plan Nacional de Descarbonización, presentado el año 2019 por el Ministerio de Energía, propone los pasos a seguir para la eliminación progresiva del uso de carbón para la generación de energía en el Sistema Eléctrico Nacional. Su meta principal es el retiro o reconversión de todas las centrales termoeléctricas a carbón antes del año 2040, y hacer de Chile un país carbono neutral al 2050 (Ministerio de Energía, 2025).

El Ministerio de Energía (2025) está estructurado en cuatro ejes que orientan la transición del sistema eléctrico. El primero, definido como *“Incentivos e inserción territorial para el desarrollo de proyectos energéticos”*, es el eje en el cual se busca proponer medidas para el desarrollo de proyectos que busquen compensar el retiro del carbón y la reconversión de las centrales térmicas. El segundo eje es el de *“Planificación estratégica para el desarrollo del sistema eléctrico”*, en el cual se estudia la planificación y expansión del sistema de transmisión. Luego está el eje de

“Transmisión eléctrica como habilitante para la carbono neutralidad”, el cual sirve de complemento al eje anterior, buscando la mejora de la operación del sistema de transmisión, la expansión eficiente y la incorporación de nuevas tecnologías. Por último, el cuarto eje corresponde a *“Sistema eléctrico seguro y flexible en un contexto altamente renovable”*, el cual aborda los aspectos técnicos y normativos del mercado eléctrico, enfocado en el diseño de mercado y las señales de inversión.

En términos temporales, el plan se divide en tres etapas. La primera etapa es el retiro de las centrales más antiguas, y que se viene realizando desde 2018, siendo retiradas 11 de las 28 centrales originales hasta la fecha. La segunda etapa busca realizar modificaciones en las normativas y regulaciones vigentes, con el objetivo de eliminar las brechas que dificultan el retiro y reconversión de las centrales a carbón. Por último, la tercera etapa del plan es la consolidación, monitoreo y ajustes de los habilitantes para ejecutar el retiro efectivo de las centrales al 2040 o antes (Ministerio de Energía, 2025).

En síntesis, el Plan Nacional de descarbonización representa un cambio completo en la operación del sistema eléctrico chileno. Su implementación implica que se debe modernizar la infraestructura de generación, transmisión y distribución de la red, procurando mantener la confiabilidad del suministro. De esta forma, este proceso de descarbonización es un proceso por fases y a largo plazo, pero que es prácticamente irreversible, que eventualmente posicionaría a Chile como un referente en la transición energética.

8.2. Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile

El Sistema Eléctrico Nacional es el pilar central del sistema energético chileno, e incluye los procesos de generación, transmisión y distribución de electricidad en una red interconectada

a nivel nacional. Este sistema comenzó a operar bajo este nombre en 2017, luego de realizar la interconexión de los antiguos sistemas eléctricos del norte grande (SING) y del centro sur (SIC) (Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.d). La consolidación del SEN ha permitido unificar el mercado eléctrico, siendo capaz de transportar energía desde las zonas de mayor generación, las cuales son principalmente la solar en el norte y la hidroeléctrica en el sur, hacia las principales zonas de consumo eléctrico ubicadas en la zona central de Chile. Si bien corresponde a el principal sistema energético en el país, también existen dos sistemas que operan en la zona austral de Chile, los cuales son el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM).

Según datos oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.d), el SEN cuenta con un sistema de transmisión de más de 40 km de líneas, desde Arica a Chiloé, para el cual hay 873 empresas coordinadas. A septiembre de 2025, la generación acumulada anual alcanzó los 63.637 GWh, siendo 26.527 GWh generadas por ERNCs, equivalente a más del 40 % del total generado. El suministro eléctrico alcanzó una cobertura del 98,5 % de la población nacional, lo cual afirma la importancia de mantener un servicio confiable y resiliente.

8.2.1. Estructura del SEN: generación, transmisión y distribución

El Sistema Eléctrico Nacional se compone de tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución. Estas partes se coordinan para asegurar que el suministro eléctrico sea continuo y confiable a lo largo del país. La Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), son los encargados de regular y supervisar el sector energético con el objetivo de cumplir las normativas y preocuparse por entregar un servicio de calidad.

Generación: La generación corresponde al segmento en el que se produce energía eléctrica a partir de diferentes tecnologías y fuentes, tanto convencionales (carbón, diésel, gas natural e hidráulica de embalse) como renovables no convencionales (solar fotovoltaica, eólica, geotérmica, entre otras). Según información de Generadoras de Chile (s.f.), la capacidad instalada total a 2022 es de 33.218 MW, de los cuales 20.586 MW corresponden a capacidad instalada de energías renovables, siendo la solar fotovoltaica la principal tecnología de generación renovable. La energía generada en el año 2022 fue de un total de 83.245 GWh, de los cuales 46.266 GWh fueron provenientes de energías renovables, siendo la tecnología hidráulica la principal fuente de generación renovable.

La variada geografía y climas que existen a lo largo de Chile presentan diferentes fuentes de recursos que han sido aprovechados para la generación de energía. El norte del país tiene un clima caluroso, mayormente seco y con vientos, por lo que las energías que predominan son la fotovoltaica y la eólica, lo cual se muestra en los informes de generación, ya que el año 2023 el 52 % y 17 % de la energía generada en Atacama provino de la energía solar y eólica respectivamente (Ministerio de Energía, 2023). En el sur se tiene un clima más frío, también con vientos pero más húmedo, por lo que, especialmente en las regiones del BioBío, Los Ríos y Los Lagos, la principal tecnología de generación es la hidroeléctrica, con la cual se aprovechan los abundantes recursos hídricos provenientes de la cordillera. Finalmente, en la zona central, que tiene un clima más variado, sin la presencia constante ni de calor ni de frío y con menos vientos, se tiene una matriz de generación más diversificada, con la presencia de proyectos eólicos, solares e hidroeléctricos de pasada. Esta diversidad de tecnologías presentes en el país evidencia cómo la geografía y los recursos naturales determinan qué tecnologías son las indicadas para cada zona en específico, y es que, si bien hace 10 años el segmento de generación era sostenido principalmente por las centra-

les térmicas y la hidráulica de embalse, hoy se han aprovechado las fuentes de energía renovables presentes en el país.

Transmisión: La transmisión eléctrica es el segmento encargado de transportar la energía generada hacia las subestaciones de distribución, mediante líneas de alta tensión.

Según indica CGE Transmisión (s.f.) transmisión de energía en el país se compone de tres niveles: transmisión nacional, transmisión zonal y transmisión dedicada. La transmisión nacional se conforma por las líneas y subestaciones que abastecen la totalidad de la demanda eléctrica. La transmisión zonal son las líneas y subestaciones que abastecen a clientes regulados y no a los clientes libres. Por último, la transmisión dedicada corresponde a las líneas y subestaciones que abastecen a usuarios que no están sometidos a una regulación de precios y suelen encargarse de inyectar al sistema la energía producida por la generación.

Distribución: La distribución es el segmento que se encarga de entregar la energía desde las subestaciones de transmisión hasta el consumidor final, tanto residencial como comercial e industrial. Esta transmisión de electricidad, a diferencia del segmento de transmisión, se realiza mediante líneas de media y baja tensión.

8.3. Resiliencia del sistema eléctrico

La alta complejidad que tienen los sistemas eléctricos, sumada a la transición energética que se está desarrollando hoy en día, la incorporación de nuevas tecnologías de generación renovable, el retiro acelerado de las centrales térmicas y la presencia de los fenómenos climáticos que afectan al país, han generado preocupación por la necesidad de fortalecer la capacidad de respuesta por parte del sistema eléctrico nacional ante contingencias. En este contexto, resulta necesario es-

tudiar específicamente la resiliencia del sistema eléctrico. Este concepto actúa como un elemento clave en el análisis de la situación energética, ya que permite comprender la capacidad técnica y operativa para soportar, adaptar y recuperar ante situaciones críticas. En las siguientes secciones se analizarán los conceptos asociados a la resiliencia: su definición conceptual, el rol que cumplen los servicios complementarios en la estabilidad de la red, los indicadores que permiten cuantificarla y los factores que influyen o afectan en su fortalecimiento.

8.3.1. Definición de resiliencia del sistema eléctrico

Para comprender la resiliencia en el ámbito energético, resulta útil entender la resiliencia como concepto general. La palabra resiliencia proviene del latín “resiliens”, que significa “saltar hacia atrás”. La RAE la define como la “Capacidad de un material, mecanismo o sistema para recuperar su estado inicial cuando ha cesado la perturbación a la que había estado sometido.” (Real Academia Española, s.f.). Según el estudio de las definiciones de resiliencia llevado a cabo por Hosseini et al. (2016), “Algunas definiciones no especifican los mecanismos para lograr la resiliencia; sin embargo, muchas de ellas se centran en la capacidad del sistema para “absorber” y “adaptarse” a los eventos disruptivos, y la “recuperación” se considera la parte fundamental de la resiliencia” (p. 49). En el estudio de Haines (2009), se define la resiliencia de sistemas como “la capacidad del sistema para soportar una perturbación importante dentro de unos parámetros de degradación aceptables y recuperarse en un plazo aceptable y con unos costes y riesgos combinados aceptables” (p. 498). La resiliencia en el contexto de las infraestructuras críticas ha sido definida por el National Infrastructure Advisory Council (NIAC) (2009) como “la capacidad de reducir la magnitud, el impacto o la duración de una interrupción” (p. 12).

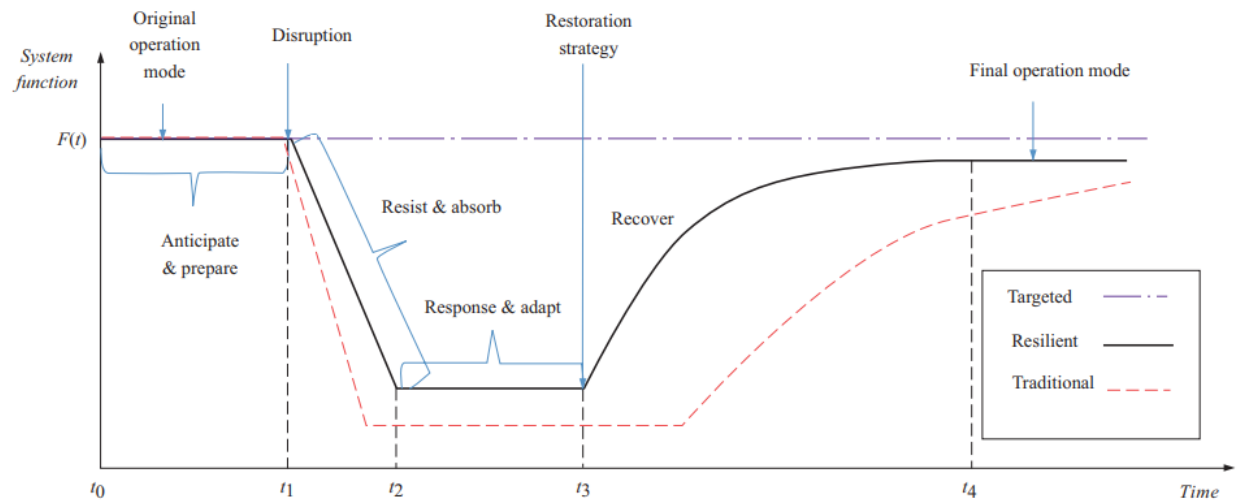
Tras revisar las definiciones generales del concepto de resiliencia, corresponde trasladar el

concepto al ámbito energético. La empresa Enel X define la resiliencia energética como una “estrategia para garantizar un suministro de energía estable y fiable, así como para diseñar un plan de emergencia que permita hacer frente a un eventual apagón derivado de fenómenos meteorológicos extremos, catástrofes naturales, fallos en los equipos o errores humanos.” (Enel X, s.f.). La National Renewable Energy Laboratory (2018) asocia la resiliencia del sector energético con la confiabilidad, seguridad y asequibilidad del suministro, además de asegurar que la planificación de la resiliencia ayuda a identificar amenazas, impactos y vulnerabilidades del sistema.

En síntesis, tanto las definiciones generales como las específicas para la resiliencia energética coinciden en que la resiliencia implica tres elementos fundamentales: la capacidad de absorber o resistir los impactos de una interrupción, la respuesta y adaptación a las nuevas condiciones de operación y la recuperación rápida de la operación, tal como es representado en la Figura 1. En general, la mayoría de definiciones que se pueden encontrar en la literatura se refieren a la resiliencia como un concepto dinámico y cíclico, que depende principalmente de la preparación o anticipación de un evento que afecte al sistema y de combatirlo con una solución efectiva.

1

Representación gráfica de la resiliencia

**Figura 1:** Representación gráfica de la resiliencia [Lin et al. (2018)].**8.3.2. Factores que influyen en la resiliencia**

La resiliencia del sistema eléctrico no depende de un único elemento, sino de un conjunto de factores que influyen en las distintas fases del ciclo de la perturbación. Las fases mencionadas se componen de: anticipación, capacidad de absorción de impactos, respuesta rápida y el aprendizaje para la posterior adaptación del sistema (Stankovic et al., 2022). En la Figura 2 se muestran las fases mencionadas.

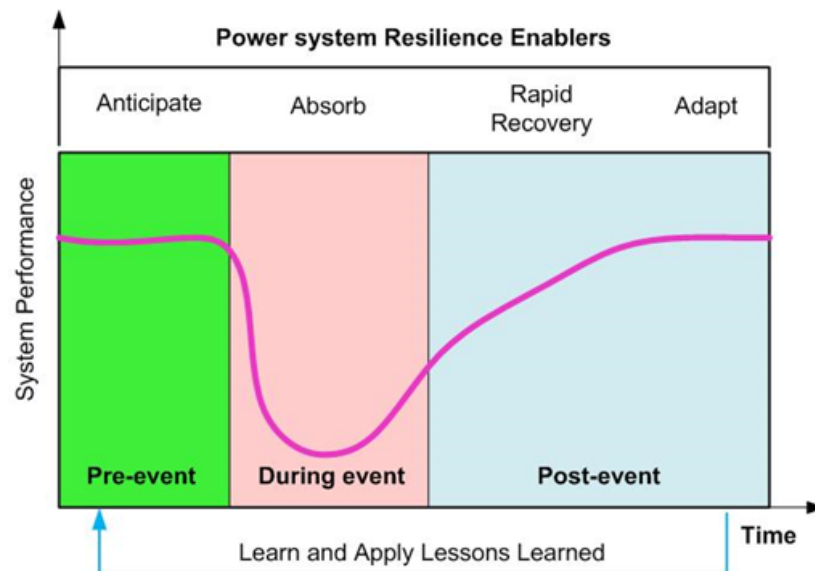


Figura 2: Representación de las fases de la resiliencia [Stankovic et al. (2022)].

Anticipación: La anticipación corresponde a la primera etapa del ciclo de resiliencia y determina la capacidad del sistema eléctrico para identificar riesgos potenciales antes de que se materialicen. Esta etapa es considerada una de las más importantes cuando hay que enfrentar una perturbación en el sistema, debido a que una buena preparación es determinante para responder efectiva y eficientemente.

Dentro de esta etapa, la planificación resulta ser un factor importante para el fortalecimiento de la resiliencia. Mahzarnia et al. (2020) destacan que la planificación permite preparar la red antes de una interrupción del servicio mediante acciones físicas y tecnológicas. Entre las acciones enfocadas en el hardware, se encuentran el reforzamiento de la infraestructura, la diversificación de recursos energéticos y el mantener los alrededores libres de vegetación, mientras que en el enfoque basado en el software las acciones propuestas son la determinación de la prioridad de demanda en distintos momentos y zonas, el control descentralizado de la operación para incrementar la automatización y el desarrollo de tecnologías de redes inteligentes respecto a la infraestructura, telecomunicación, entre otros. También mencionan que el enfoque basado en el software resulta ser

más rentable en comparación con los enfoques basados en el hardware. Ambos enfoques, aunque han sido planteados para trabajar en la transmisión y distribución, son extrapolables a la generación, donde el reforzamiento de la infraestructura, incorporación de tecnologías complementarias y la automatización de los procesos son estrategias claves para la anticipación de perturbaciones y el fortalecimiento de la resiliencia del sistema energético.

Absorción: La absorción es la segunda etapa del ciclo y hace referencia a la capacidad del sistema eléctrico para resistir el impacto de la perturbación e intentar disminuir la magnitud de esta en el sistema. Lo ideal en esta etapa es actuar rápidamente y tener

Panteli y Mancarella (2015) mencionan que en esta etapa la robustez, resistencia y redundancia de la red son factores decisivos para reforzar la resiliencia frente a los impactos iniciales de una perturbación, ya que permiten reducir el nivel de degradación del sistema. Asimismo, destacan la importancia de la capacidad de respuesta a la interrupción, que es entendida como la flexibilidad del sistema para adaptarse a los cambios, lo cual se fortalece por la implementación de redes inteligentes, sistemas de monitoreo e integración de suministros eléctricos distribuidos. De igual manera, los sistemas de información avanzados ayudan a ampliar el panorama de la situación al momento del evento, facilitando la toma de decisiones y entregando una respuesta más rápida.

En esta línea, Stankovic et al. (2022) enfatizan que la respuesta durante un evento extremo enfrenta dos fases dentro de la absorción: el impacto inicial, cuando múltiples componentes pueden fallar simultáneamente debido a fenómenos naturales u otra razón, y la propagación en cascada, donde las fallas iniciales se extienden por la red a través de desconexiones automáticas y desbalances en la operación. Por esto mencionan que la resiliencia en esta etapa depende de la capacidad del sistema para limitar la magnitud del impacto inicial y acotar la propagación de las

fallas en cascada.

Recuperación: La tercera etapa del ciclo de la resiliencia es la de la recuperación progresiva del sistema luego de haber absorbido el impacto de la perturbación. Esta fase busca reponer el sistema a los niveles necesarios para operar de manera que se atiendan las necesidades básicas del servicio, minimizando las consecuencias económicas asociadas a la interrupción.

Panteli y Mancarella (2015) mencionan que los factores que afectan la recuperación del sistema son la velocidad y eficiencia en el procedimiento de restauración, que a su vez están muy relacionados con haber hecho un buen trabajo en la etapa de anticipación, la disponibilidad o redundancia de equipos y repuestos, y la capacidad de coordinación entre los agentes involucrados del sistema. Estos factores influyen directamente en el tiempo de recuperación de la operación luego del evento. Los autores hacen énfasis en que la recuperación no es instantánea, sino que es un proceso que depende tanto de la capacidad del sistema como de la organización de las instituciones encargadas de la restauración.

Bajo otro enfoque, Sansavini (2017) plantea que la recuperación del sistema puede abrir una oportunidad para que este adopte un comportamiento “antifrágil”, es decir, mejorar o robustecer su desempeño luego de haber enfrentado la perturbación. Este enfoque propone que, en vez de sólo hacer las reparaciones básicas al sistema, la recuperación puede incluir la mejora de la infraestructura o la reconfiguración de la red con el objetivo de alcanzar un nivel superior de funcionalidad. Bajo esta perspectiva, las interrupciones no solo serían una pérdida temporal del servicio, sino que también una oportunidad para modernizar la red, incorporar tecnologías más robustas y preparar el sistema para enfrentar de manera más eficiente la demanda futura.

Adaptación: La última etapa del ciclo de resiliencia es la adaptación, y corresponde al proceso en el cual el sistema eléctrico incorpora los aprendizajes del evento específico para fortalecer su desempeño en el futuro. A diferencia de la etapa anterior, la cual busca restaurar el servicio, la adaptación busca la mejora continua, haciendo cambios en la estructura y la organización para permitir ser más efectivos ante eventos similares o más severos en el futuro.

Según Panteli y Mancarella (2015), la adaptación es en parte apoyada por las experiencias adquiridas de eventos pasados y en la capacidad del sistema para adaptarse y evolucionar ante un entorno cambiante. Estos autores destacan que los factores como la incorporación de nuevas tecnologías, la actualización de las normas regulatorias y la innovación en la operación de la red son determinantes para que el sistema no solo se recupere ante el evento, sino que también sea más sólido para el futuro.

En el estudio de Erker et al. (2017), esta menciona que la adaptación se expresa en dos formas principalmente: la adaptación incremental, en la que se realizan ajustes de las funciones o componentes en el sistema (como la sustitución de las centrales térmicas a la incorporación de las ERNC en la misma estructura), y la adaptación transformativa, la cual implica un cambio más profundo en la configuración del sistema, tal como una descentralización basada en energías renovables. Estas formas de adaptación no solo buscan mantener las funciones, sino también generar avances e innovar en la organización del sistema para mejorar su desempeño.

8.3.3. Indicadores de resiliencia

Para evaluar la capacidad del sistema respecto a la resiliencia, es necesario el uso de indicadores específicos que permitan cuantificar objetivamente su comportamiento ante ciertos eventos. Si bien la resiliencia se puede asimilar con la confiabilidad del sistema, Panteli y Mancarella (2015)

hacen una distinción entre estos, y es que, tal como se muestra en la Tabla 1, los indicadores de confiabilidad son adecuados para medir el desempeño del sistema bajo condiciones normales o ante eventos controlados, pero son insuficientes para entender la dinámica de las perturbaciones de mayor magnitud y de baja probabilidad, mientras que los indicadores de resiliencia se enfocan en la capacidad del sistema en anticipar, absorber, recuperarse y adaptarse ante estas perturbaciones, lo que proporciona una visión más amplia del comportamiento del sistema eléctrico frente a estas condiciones y así ser más eficientes en la toma de decisiones.

Tabla 1: *Comparación entre confiabilidad y resiliencia* [Panteli y Mancarella (2015)].

Confiabilidad	Resiliencia
Alta probabilidad, bajo impacto	Baja probabilidad, alto impacto
Estático	Adaptativo, continuo, corto y largo plazo
Evalúa los estados del sistema eléctrico	Evalúa los estados del sistema eléctrico y los tiempos de transición entre estados
Se preocupa por el tiempo de interrupción del cliente	Se preocupa por el tiempo de interrupción del cliente y el tiempo de recuperación de la infraestructura

Los indicadores de resiliencia del sector energético se pueden clasificar en distintas categorías según el aspecto a evaluar. Existen indicadores de duración, que se encargan de evaluar la continuidad del suministro y el nivel de servicio; también están los indicadores de riesgo, que estiman la probabilidad y magnitud de pérdidas de carga que no son suministradas bajo diferentes escenarios; y los indicadores de curva, que muestran el desempeño del sistema frente a una perturbación en términos temporales. Estas diferentes categorías permiten tener una visión integral de la resiliencia, teniendo en consideración aspectos técnicos, probabilísticos y temporales (Raoufi et al., 2020).

8.3.3.1. Métricas internacionales de resiliencia

A nivel internacional, la resiliencia de los sistemas eléctricos ha servido como un indicador para evaluar la capacidad de reacción frente a eventos que interrumpen el servicio como fallas técnicas o desastres naturales. Este concepto se ha estudiado y aplicado por organismos internacionales como el U.S. Department of Energy (DOE), la International Energy Agency (IEA), el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) y el Electric Power Research Institute (EPRI), los cuales han elaborado algunas de las metodologías e índices de cuantificación de la resiliencia.

Un ejemplo del trabajo sobre la resiliencia del sistema eléctrico es el caso de Estados Unidos con el DOE y el EPRI, quienes han trabajado con métricas de resiliencia eléctrica dentro de los proyectos de modernización de la red. El DOE en colaboración con laboratorios de EEUU, a través del proyecto “Grid Modernization Laboratory Consortium (GMLC)”, ha establecido indicadores para estudiar aspectos técnicos y operativos, como el tiempo medio de recuperación del sistema, la duración y la frecuencia de interrupciones (SAIDI y SAIFI), la energía no suministrada, entre otros (Homer et al., 2022).

En la Unión Europea, la organización European Distribution System Operators (E.DSO) ha propuesto un conjunto de indicadores bajo el informe de “Climate Resilience Metrics for Electricity Grids”, los cuales se centran en la robustez, redundancia y rapidez de recuperación de las infraestructuras críticas (E.DSO, 2024). Estos indicadores consideran criterios como el costo de la interrupción, la priorización del suministro a servicios esenciales y factores socioeconómicos.

En el caso de Chile, aún no existe una normativa o métrica formal para la evaluación de la resiliencia del sistema eléctrico, por lo que estas experiencias representan una referencia para el

desarrollo e implementación de un índice de resiliencia que se utilice en la operación del sistema.

8.3.3.2. Indicadores de duración

Los indicadores operativos son métricas que reflejan directamente el impacto de las perturbaciones en los usuarios del servicio, midiendo tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones. Si bien su uso original era como indicadores de confiabilidad, estos se han ido incorporando para evaluar también la resiliencia, dado que también se logran adaptar al comportamiento del sistema ante esta clase de eventos.

En particular, los índices SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), los cuales han sido formalmente definidos por la IEEE (2012), son las métricas de referencia a nivel internacional para la evaluación de la continuidad del servicio eléctrico. En el estudio de Ankit et al. (2021) se hace uso de estos indicadores para un contexto de resiliencia, demostrando así que son completamente versátiles para ese contexto, ya que permiten analizar cómo las redes eléctricas responden ante diferentes eventos, incluyendo fenómenos naturales, fallas mecánicas y ataques humanos, lo que entrega una forma de comparar el desempeño en distintos escenarios.

De acuerdo con la guía de la IEEE (2012), los indicadores mencionados se definen de la siguiente manera:

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index):** Indica la duración total de las interrupciones para el cliente promedio durante un periodo de tiempo predefinido (IEEE,

2012). Se mide comúnmente en minutos y horas. Su expresión matemática es:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de Interrupción por Cliente}}{\text{Número Total de Clientes}} \quad (1)$$

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index):** Indica la frecuencia con la que el cliente promedio sufre una interrupción durante un periodo de tiempo predefinido (IEEE, 2012). Su expresión matemática es:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Afectados}}{\text{Número Total de Clientes}} \quad (2)$$

- **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index):** Indica el tiempo promedio necesario para restablecer el servicio (IEEE, 2012). Su expresión matemática es:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de Interrupción por Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Afectados}} \quad (3)$$

En síntesis, los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI representan una base para la medición de la continuidad del servicio eléctrico. Aunque su origen esté en el ámbito de la confiabilidad, su aplicación en estudios de resiliencia ha mostrado que pueden llegar a ser útiles para observar la frecuencia y magnitud de las perturbaciones para los clientes. A pesar de esto, pueden llegar a estar limitados al no considerar aspectos dinámicos en la degradación y recuperación del sistema, ni tampoco la probabilidad de ocurrencia de eventos extremos. Es por esta razón que es necesario complementarlos con indicadores de riesgo, para así tener una visión más amplia sobre la resiliencia del sistema eléctrico.

8.3.3.3. Indicadores de riesgo

Los indicadores de riesgo buscan estimar la probabilidad de que el sistema eléctrico experimente fallas en el suministro y la magnitud de las consecuencias asociadas a los eventos. A diferencia de los indicadores operativos, los cuales se centran en la frecuencia y duración de las interrupciones, estos indicadores se enfocan en modelar escenarios con incertidumbre y estimar la probabilidad de pérdida de carga o energía no entregada a los clientes bajo diferentes condiciones. De este modo, los indicadores de riesgo permiten anticipar vulnerabilidades del sistema y evaluar de manera más realista su resiliencia frente a perturbaciones de gran escala.

Algunos de los indicadores de riesgo mayormente usados son LPSP (Loss of Power Supply), LOLP (Loss of Load Probability), EENS (Expected Energy Not Supplied), DPSP (Deficiency of Power Supply Probability), LOLE (Loss of Load Expected) y LOEE (Loss of Energy Expected) (Lian et al., 2019).

- **LPSP (Loss of Power Supply):** Es definido como el porcentaje de suministro eléctrico que no es capaz de satisfacer la demanda de carga (Khatib et al., 2016). Su expresión matemática es:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T \text{Tiempo de falla de potencia } (P_{\text{suministro}}(t) < P_{\text{carga}}(t))}{T} \quad (4)$$

- **LOLP (Loss of Load Probability):** Es la relación entre el déficit energético total y la demanda de carga total durante un periodo de tiempo específico (Khatib et al., 2016). Su expresión matemática es:

$$LOLP = \frac{\sum_{t=1}^T ENS(t)}{\sum_{t=1}^T DC(t)} \quad (5)$$

Donde:

- $ENS(t)$: Energía no suministrada en el instante t .
 - $DC(t)$: Demanda de carga en el instante t .
 - T : Periodos a evaluar (por ejemplo, $T = 8760$ h para un año).
- **EENS (Expected Energy Not Supplied)**: Es la energía esperada que no se suministra a la carga en condiciones en las que esta supera la capacidad de generación disponible (Kanase-Patil et al., 2011). Su expresión matemática es:

$$EENS = \sum_{t=1}^T E_{\text{no_suministrada}}(t) \quad (6)$$

- **DPSP (Deficiency of Power Supply Probability)**: Es la relación entre todos los $DSP(t)$ y la suma de la demanda de carga durante un periodo determinado. Representa la posibilidad de que el suministro eléctrico sea insuficiente cuando el sistema no puede satisfacer la demanda (Kaabeche et al., 2011). Su expresión matemática es:

$$DPS = \sum_{t=1}^T [DC(t) - E_{\text{suministrada}}(t)] \quad (7)$$

$$DPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DPS(t)}{\sum_{t=1}^T DC(t)} \quad (8)$$

Donde DPS corresponde a los momentos en que los componentes principales en la generación y/o las unidades de respaldo no pueden satisfacer la demanda.

- **LOLE (Loss of Load Expected)**: Es la cantidad de horas al año que han sido previstas en las que la carga supera a la capacidad de generación eléctrica disponible (Tezer et al., 2017).

Su expresión matemática es:

$$LOLE = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in S} P_i \times T_i \quad (9)$$

Donde S es el total de estados de carga perdidos del sistema; P_i es la probabilidad de que el sistema se encuentre en el estado i ; T_i es el tiempo durante el cual una carga excede la capacidad de producción (horas); H suele usarse como las horas que tiene un año (8760 h).

- **LOEE (Loss of Energy Expected):** Es la cantidad de energía esperada que no se ha suministrado. Se produce cuando la capacidad eléctrica disponible no es capaz de satisfacer la demanda horaria (Tezer et al., 2017). Su expresión matemática es:

$$LOEE = \sum_{h=1}^H \sum_{i \in S} P_i \times LOE_i \quad (10)$$

Donde LOE_i es la cantidad de energía perdida cuando el sistema no ha podido suministrar la energía esperada en el intervalo de tiempo h .

En la práctica, estos indicadores suelen implementarse bajo simuladores, siendo el método de Monte Carlo uno de los más utilizados para la simulación de escenarios de falla. Este método permite analizar la vulnerabilidad del sistema con la variabilidad de la demanda, la generación de energía y las perturbaciones en el sistema, proporcionando resultados más realistas. Sin embargo, esto requiere una gran cantidad de datos e información, y sus resultados dependen de los supuestos ingresados para la simulación.

8.3.3.4. Indicadores de curva

Los indicadores de curva permiten representar y analizar de forma gráfica el comportamiento del sistema ante una perturbación, por lo que es una buena herramienta para evaluar qué tan vulnerable es el sistema. Estas métricas se calculan basándose en la curva de resiliencia, desde el momento del impacto hasta la etapa de recuperación del sistema, lo que ayuda a analizar qué tan preparado está este en las fases del ciclo de resiliencia descrito anteriormente. De esta forma, estos indicadores muestran no solo si el sistema falla o está preparado, sino también cómo es la evolución en el tiempo de cada evento, entregando información para la planificación y priorización de estrategias.

El estudio de Panteli et al. (2017) propone cuatro indicadores para el análisis de la curva en el momento de la perturbación, tal como se muestra en la Tabla 2. Los indicadores mencionados responden a qué tan rápido (Φ) y qué tan bajo (Λ) cae la resiliencia en la fase de absorción, qué tan extenso (E) es el tiempo de respuesta y con qué rapidez (Π) se recupera el sistema luego de una perturbación. Las ecuaciones correspondientes se presentan a continuación:

$$\Phi = \frac{R_1 - R_0}{t_1 - t_0} \left[\frac{\text{MW}}{\text{horas}} \right] \quad (11)$$

$$\Lambda = R_1 - R_0 \quad [\text{MW}] \quad (12)$$

$$E = t_2 - t_1 \quad [\text{Horas}] \quad (13)$$

$$\Pi = \frac{R_0 - R_1}{t_3 - t_2} \left[\frac{\text{MW}}{\text{horas}} \right] \quad (14)$$

Donde R_0 indica el nivel de funcionalidad inicial del sistema (usualmente 100 %), R_1 co-

rresponde al nivel de funcionalidad alcanzado por el sistema luego de la perturbación, t_0 es el tiempo en el que comienza la fase de absorción, t_1 corresponde al tiempo en que termina la fase de absorción, t_2 es el tiempo en que termina la fase de respuesta y en el que comienza la recuperación, y t_3 corresponde al tiempo en que termina la fase de recuperación y el sistema se vuelve estable.

Tabla 2: Sistema de métricas de resiliencia $\Phi\Lambda E\Pi$ [Panteli et al. (2017)].

Fase	Estado	Métrica	Símbolo
I	Progreso de la perturbación	¿Qué tan rápido cae la resiliencia?	Φ
		¿Qué tan bajo cae el nivel de resiliencia?	Λ
II	Degradación post-perturbación	¿Qué tan extenso es el estado degradado tras la perturbación?	E
III	Restauración	¿Con qué rapidez se recupera la red?	Π

Cabe mencionar que en el estudio de Panteli et al. (2017) implementan estos indicadores para evaluar la resiliencia de un sistema ante una tempestad, pero eventualmente pueden ser implementados para evaluar y analizar la resiliencia para otros eventos.

8.4. Tecnologías de respaldo en sistemas eléctricos

La incorporación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el sistema eléctrico ha generado la necesidad de contar con tecnologías de respaldo para compensar la variabilidad que trae consigo este tipo de generación.

8.4.1. Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y sus desafíos técnicos

Las energías renovables no convencionales son aquellas fuentes de energía limpia, es decir, que no producen CO_2 , además de tener una fuente inagotable de energía. Algunos tipos de ERNC son la energía solar, eólica, geotérmica, biomasa, hidráulica, entre otras. Estas se han instalado en Chile para cumplir con los objetivos propuestos respecto a la carbono neutralidad y descarboniza-

ción fijados para 2050.

La implementación de estas tecnologías en el país ha sido positiva gracias a las ventajas que proporciona su geografía. Entre estas características geográficas, se tiene que Chile posee uno de los niveles de radiación solar más altos del mundo en el Desierto de Atacama, cuenta con vientos constantes en la zona sur del país, además de la capacidad de alimentar pequeñas centrales hidroeléctricas con las aguas que van desde la cordillera hasta la costa. Es por estos motivos que se ha dado un rápido crecimiento en la capacidad instalada en este tipo de energías, llegando a generar hasta un 41 % del total de la energía producida en 2024 en Chile (Ministerio de Energía, 2024).

Si bien estas formas de producir energías entregan una solución a la descarbonización, presentan ciertos desafíos técnicos asociados principalmente a su intermitencia y variabilidad, ya que dependen de que las condiciones climáticas sean favorables para la producción de energía, además de que esta no siempre coincide con los patrones de consumo de electricidad. Tal como menciona Rodrigo Solís, las ERNC presentan el desafío de “hacerse cargo de una alta variabilidad difícil de predecir, hecho que resulta clave solucionar para mantener los estándares de confiabilidad requeridos por el sistema” (Carreño, 2015). Para contrarrestar el desafío que traen las ERNC es que se necesita contar con un sistema de respaldo flexible y alguna forma de almacenamiento energético para mantener la estabilidad del suministro eléctrico, además de evitar el desperdicio de energía generada en momentos donde la demanda es baja. Se suma a esto los problemas que trae el sistema de transmisión, que, con su limitada infraestructura, no permite el traspaso de energía desde zonas de gran producción hacia los centros de alta demanda.

8.4.2. Tecnologías de respaldo

Para compensar la variabilidad de las ERNC se han implementado tecnologías de respaldo que permiten garantizar flexibilidad y confiabilidad en el sistema frente a las perturbaciones. Estas tecnologías funcionan de forma complementaria a las tecnologías de generación de energía, permitiendo almacenar energía y tenerla disponible en caso de que el servicio principal falle. De esta forma, las tecnologías de respaldo no sólo contribuyen a tener confiabilidad en el sistema, sino que también fortalecen la resiliencia al entregar estabilidad y soporte ante eventos que afecten en la operación del sistema.

8.4.2.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS)

Existen diferentes tipos de tecnologías para los sistemas de almacenamiento de energía, tales como las de iones de litio, plomo-ácido, flujo, iones de sodio, entre otras, siendo las más comunes las de iones de litio debido a su alta eficiencia y respuesta más rápida. El tipo de BESS implementado como respaldo de un sistema depende netamente de las condiciones a las cuales será sometido. Si bien las baterías pueden ser de distintos tipos, siguen siempre la misma función, la cual es almacenar la energía donde la oferta supera la demanda (por ejemplo, las horas de máxima generación solar), para luego liberarla en los momentos en que el consumo es mayor o en que la producción es baja. De esta manera, estas tecnologías permiten al sistema ser más flexible y mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

Estos sistemas se han convertido en una de las soluciones con mayor renombre para enfrentar los desafíos de la variabilidad de las ERNC. Entre las distintas tecnologías disponibles en el mercado, los sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems) han tenido un rápido crecimiento

a nivel mundial debido a que sus costos han disminuido, ha mejorado su eficiencia y su capacidad de responder es casi instantánea en los momentos que se requieren (IEA, 2024).

Una de las grandes fortalezas con las que cuentan los sistemas BESS es su versatilidad, ya que puede ser incorporada como tecnología de respaldo para diferentes tipos de generadoras de energía, ya sean ERNC o energías convencionales. De acuerdo con COPA-DATA (s.f.), las BESS otorgan flexibilidad al sistema, cumpliendo funciones de almacenamiento de energía en momentos donde hay excedentes, estabilización y confiabilidad del suministro, mejorando la eficiencia en la generación de energía. Esta flexibilidad y versatilidad de las BESS las convierten en una solución aplicable a diferentes tecnologías de generación, ya sean las más comunes como centrales solares y eólicas, hasta las centrales hidroeléctricas e incluso térmicas.

En el contexto chileno, las BESS se han implementado como una tecnología complementaria a las ERNC, encontrándose en proyectos ubicados en las regiones de Antofagasta, Atacama, la Región Metropolitana, el Maule y la Araucanía (Comisión Nacional de Energía, 2024). Actualmente se está desarrollando un programa para facilitar la integración de los sistemas BESS, llevado a cabo como una alianza entre la empresa chilena EnergyLab y la suiza Ongresso Energy bajo el nombre de Programa BESS Chile (EnergyLab, s.f.).

8.4.2.2. Hidrobombeo

Otra de las tecnologías más implementadas a nivel global es la de hidrobombeo, también conocidas como PSH (Pumped storage hydroelectric). Su principio de funcionamiento es simple: durante los períodos en los que la demanda es baja o hay un exceso en la generación de energía, se utiliza el sobrante para bombear agua desde un embalse inferior a uno superior, para que luego, cuando la demanda aumente, el agua se libere nuevamente hacia el embalse inferior pasando

por turbinas y generando electricidad. De esta manera, el sistema funciona como una batería que puede ser activada en los momentos que el sistema necesite, fortaleciendo la resiliencia de este. El principio de funcionamiento se muestra en la Figura 3.

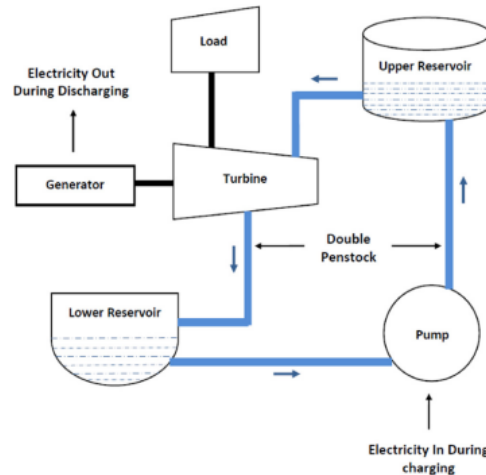


Figura 3: Representación gráfica del sistema de hidrobombeo [Rehman et al. (2015)].

En el contexto de la descarbonización y transición energética, se podría considerar como una de las opciones más robustas, ya que permite ser el respaldo de muchos tipos de ERNC, tales como solar, eólica, hidráulica, entre otras.

Sin embargo, la implementación de estas tecnologías implica ciertos desafíos ambientales y de inversión. Los sistemas de hidrobombeo requieren un terreno extenso para su instalación, una gran fuente de agua para su instalación inicial y muchos estudios ambientales, lo cual ha disminuido el desarrollo de estas tecnologías en comparación con las baterías BESS. A pesar de esto, los sistemas PSH tienen la ventaja de ser muy duraderos, de no sufrir pérdidas o degradaciones como suele producirse en las BESS, altos niveles de eficiencia y la capacidad de almacenar energía por períodos largos (Legacy et al., 2024).

8.4.2.3. Batería de Carnot

Las baterías de Carnot son otra de las tecnologías que están implementándose a nivel global, ya que la instalación de una central con esta tecnología no requiere de condiciones respecto al entorno. Es por esto que expertos han determinado que es factible la reconversión de las centrales térmicas hacia unas que implementen baterías de Carnot, ya que es una tecnología financiable y competitiva (CEN, 2020).

Este tipo de tecnología busca convertir la energía eléctrica en energía térmica y viceversa mediante ciclos termodinámicos. El principio de funcionamiento se basa en que el excedente de electricidad generada se utiliza para accionar una bomba de calor (HP) que transfiere calor desde una reserva de baja temperatura (LT) hacia otra de alta temperatura (HT), almacenando la energía térmica. Cuando es necesario el uso de la energía almacenada, se invierte el proceso y el calor que se encuentra almacenado en la reserva de HT se libera hacia un motor térmico (HE), generando electricidad (Figura 4). Aunque en la literatura plantean el uso de gases para la operación de estas centrales, generalmente se utilizan sales fundidas como fluido de almacenamiento de energía, .

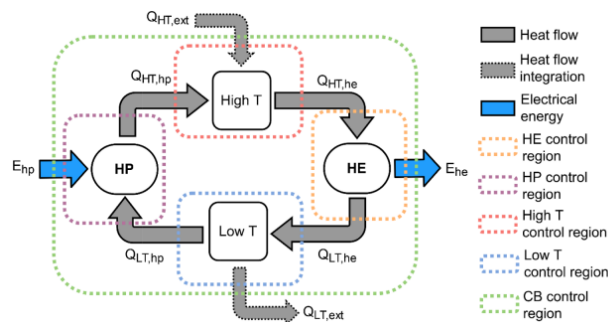


Figura 4: Proceso de la batería de Carnot [Dumont et al. (2020)].

El ciclo de funcionamiento de la batería de Carnot puede seguir dos ciclos: el de Rankine o el de Brayton. Para emplear el ciclo de Rankine se requiere de CO_2 , amoníaco o refrigerantes

orgánicos, siendo implementados en temperaturas cercanas a los 150 °C y pueden alcanzar una eficiencia de hasta 73 %. Por otro lado, para el ciclo de Brayton se utilizan gases como aire o argón con una temperatura de entre -70 °C y 1000 °C, alcanzando eficiencias de 60 % – 70 % (Dumont et al., 2020).

8.4.2.4. Almacenamiento de aire comprimido (CAES)

El sistema de almacenamiento de aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés) es una de las tecnologías más consolidadas a nivel internacional. Su funcionamiento consiste en utilizar la energía excedente para activar compresores que almacenan aire en cavernas subterráneas o minas, para posteriormente liberar este aire y generar energía con el movimiento de turbinas (Climate Technology Centre and Network (CTC-N), s.f.).

Los sistemas CAES alcanzan potencias firmes del orden de cientos de megavatios, y ya han sido implementadas a nivel internacional a grandes escalas, por lo que se considera una tecnología madura. Su capacidad de almacenamiento va desde las 10 horas y puede ser mayor según el volumen de la caverna, además presentan eficiencias que llegan hasta un 85 %. Su vida útil resulta ser también elevada debido al bajo desgaste de las cavernas y los componentes mecánicos, llegando a tener una vida útil aproximada de 30 años (Electric Power Research Institute, 2002). Existen dos configuraciones principales para este tipo de tecnologías: el CAES diabático, que utiliza combustión de gas para recalentar aire antes de su expansión, y el CAES adiabático, que almacena y reutiliza el calor de la compresión sin requerir de combustibles fósiles (Figura 5).

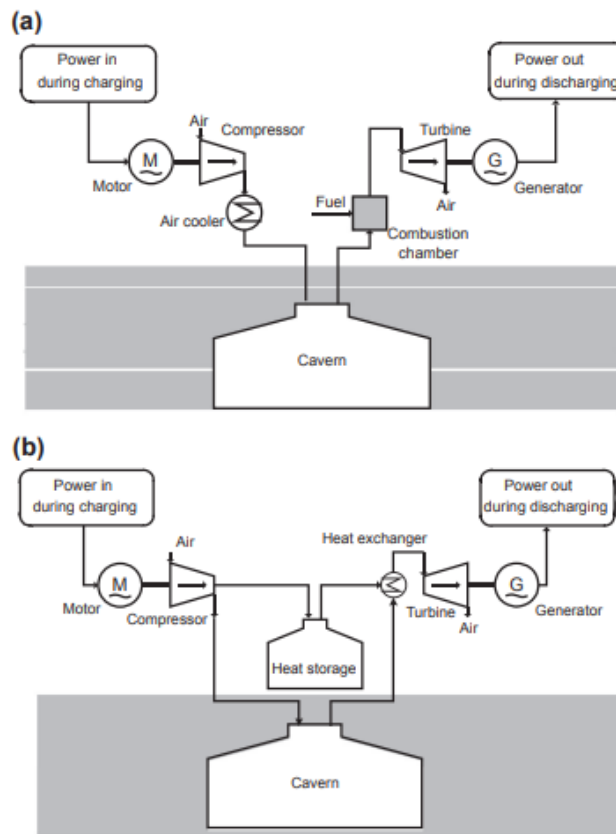


Figura 5: Esquema D-CAES (a) y A-CAES (b) [Fuchs et al. (2015)].

Sin embargo, su principal limitación es la dependencia de condiciones geológicas específicas, tales como cavernas salinas o acuíferos que sean adecuados para almacenar aire comprimido de forma segura. A pesar de esto, esta tecnología tiene un arranque de entre 10 y 12 minutos. Además del tiempo de respuesta, las ventajas que tienen estas tecnologías son su gran capacidad de almacenamiento y su estabilidad operativa, posicionándolas como una alternativa relevante para el SEN.

8.4.2.5. Otros sistemas

Además de las tecnologías de respaldo mencionadas, existen otras que se encuentran en distintas etapas de desarrollo e implementación. Entre ellas se encuentran el almacenamiento térmico de sales fundidas, que en Chile ya se ha implementado con el proyecto de Cerro Dominador.

Esta tecnología utiliza el principio de la concentración de la energía solar (CSP), la cual funde sales que son almacenadas a gran temperatura para posteriormente utilizarlas cuando sea necesario. Si bien este proyecto cumple con ser innovador y ayudar a la reducción de emisiones, ha presentado problemas técnicos que condicionan su implementación a gran escala, ya que, según expertos, las sales fundidas deterioran los tanques de almacenamiento por falta de resistencia al calor, generando que actualmente la planta no funcione como lo haría normalmente (BioBioChile, 2024).

Otras formas de almacenar energía son los supercondensadores y los volantes de inercia, los cuales se encuentran en desarrollo y no han sido implementados a gran escala en Chile. Estas alternativas, si bien entregan una respuesta inmediata ante variaciones de frecuencia o potencia, su capacidad de almacenamiento es reducida. Es por esto que estas tecnologías serían útiles para la estabilización y confiabilidad del sistema, pero no representan una solución para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico en Chile.

8.5. Marco normativo y regulatorio en Chile

Las normas del sector energético en Chile regulan la generación, transmisión y distribución de la energía en el país, con el objetivo de garantizar un funcionamiento seguro y la entrega de un servicio de calidad. El marco normativo se basa en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la cual fue promulgada en 1982 y que se ha actualizado en el tiempo, siendo una de las modificaciones más recientes el Decreto N° 4 de 2007 [con fuerza de ley] (2007). La LGSE define los derechos y obligaciones de las partes que conforman el mercado eléctrico, además de las normas de calidad y seguridad de servicio.

La supervisión de que se cumplan los derechos y obligaciones en el mercado eléctrico recae en tres organismos principalmente: el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía

(CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El Ministerio de Energía se encarga de formular las políticas públicas, la CNE es responsable de planificar y regular la parte económica del sistema, y la SEC es la encargada de fiscalizar el servicio entregado por el sistema. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo independiente que se encarga de la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional y de asegurar que el suministro eléctrico sea continuo y seguro (Coordinador Eléctrico Nacional, s.f.d).

8.5.1. Normas técnicas sobre confiabilidad y seguridad

Las normas asociadas a la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico establecen los requisitos de diseño, operación y mantenimiento del sistema, así como los procedimientos para enfrentar contingencias o eventos que afecten la estabilidad del sistema, buscando garantizar el suministro continuo y estable.

Entre las principales normas que se han establecido se encuentra la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. La NTSyCS define los estándares de calidad del servicio y el plan de recuperación del servicio en caso de emergencias, mientras que la norma de coordinación y operación establece los protocolos de comunicación, control y entrega de la energía entre los agentes involucrados en el sistema.

Si bien las normas técnicas que regulan el servicio eléctrico en Chile establecen estándares asociados a la confiabilidad, seguridad y continuidad del suministro, no abordan explícitamente el concepto de la resiliencia del sistema. A pesar de esto, hay ciertas exigencias que se podrían relacionar con la resiliencia, como, por ejemplo, en la Coordinador Eléctrico Nacional (2025c), donde se establecen planes de contingencia, redundancia en el diseño y tiempos máximos de recuperación

frente a eventos. En la práctica aún no se incorporan normas explícitas sobre la resiliencia del sistema, pero podría establecerse un marco de trabajo sobre esta en base a los planes de contingencia que han sido pactados.

9. Metodología

El presente estudio es principalmente de análisis y aplicación teórica, ya que se busca estudiar y comprender el rol de las tecnologías de respaldo para el fortalecimiento de la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional, bajo el contexto de la descarbonización y la incorporación de las energías renovables no convencionales.

El enfoque metodológico es de carácter técnico, basado principalmente en la recopilación y análisis de información de fuentes oficiales como informes y reportes del CEN o la CNE.

El trabajo se organiza en cuatro partes que se alinean con los objetivos específicos de la investigación:

■ Diagnóstico del SEN:

En la primera etapa se desarrolla un diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional, enfocándose en la fase de generación. Se analiza la configuración actual de la red energética, la capacidad instalada y la participación de las distintas fuentes de generación, centrándose en la reducción de las centrales térmicas y aumento de las ERNCs.

El análisis se realiza a partir de información proveniente del Coordinador Eléctrico Nacional, la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía, principalmente de sus bases de datos y reportes, recopilando información horaria de:

- capacidad instalada por tecnología.
- generación total mensual y anual.
- generación horaria por tecnología.
- demanda sistemática y demanda neta.

- comportamiento del sistema ante perturbaciones relevantes.
- registros operacionales asociados a eventos de desconexión o fallas.

De forma complementaria, se realiza un análisis de la falla ocurrida el 25 de febrero de 2025 y sus aspectos técnicos como el tiempo de recuperación y la magnitud del evento. Para ello se revisan informes y reportes oficiales de los eventos en estudio. De esta forma, se podrá identificar las principales vulnerabilidades del sistema y las acciones de restauración del servicio.

■ **Revisión índices de resiliencia:**

En esta etapa se hará la revisión del uso de los principales índices de resiliencia que pueden ser aplicados a los sistema eléctricos. Entre ellos se considerarán los índices mencionados en la subsección 8.3 del Marco Teórico.

Dado que el SEN no cuenta con un sistema formal de índices de resiliencia, esta etapa tiene como objetivo identificar qué indicadores utilizados a nivel internacional pueden aplicarse al contexto chileno y cuáles deben descartarse por su enfoque principalmente en confiabilidad.

El análisis consiste en evaluar la pertinencia de cada indicador utilizando criterios que permitan determinar su utilidad dentro del estudio. Entre estos criterios se consideran su capacidad para representar perturbaciones severas, su aptitud para describir el comportamiento dinámico del sistema durante la degradación y la recuperación, su habilidad para capturar explícitamente las fases de un evento extremo y su posibilidad de ser calculado con datos reales disponibles. Con base en esta evaluación se seleccionarán las métricas más adecuadas para el análisis de resiliencia y se definirá la variable de desempeño que se utilizará

posteriormente para construir la curva de resiliencia del evento estudiado.

■ **Evaluación de tecnologías de respaldo:**

La evaluación de tecnologías de respaldo se desarrollará mediante un análisis técnico comparativo orientado a identificar las alternativas que podrían fortalecer la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional. Para ello, primero se seleccionan aquellas tecnologías con mayor nivel de implementación a nivel global, considerando únicamente opciones cuya factibilidad técnica haya sido demostrada y que cuenten con información suficiente para su análisis, exceptuando las baterías de Carnot, que si bien no tienen un alto nivel de implementación, resulta interesante su análisis en el marco de la descarbonización. En este estudio se consideran cuatro tecnologías principales: sistemas BESS de ion-litio, centrales de hidrobombeo, baterías de Carnot y almacenamiento de aire comprimido.

Luego, se definen criterios técnicos que permiten evaluar cada alternativa de manera homogénea. Entre estos criterios se incluyen: madurez tecnológica, costo y complejidad de implementación, tiempo de respuesta, eficiencia, vida útil, capacidad de almacenamiento, requisitos de instalación y escalabilidad. Con base en estos criterios, se realiza una revisión técnica de cada tecnología.

Finalmente, se emplea esta caracterización técnica para desarrollar una comparación cualitativa respecto del aporte potencial de cada tecnología a los indicadores de resiliencia seleccionados. Este análisis permite identificar en qué etapas de una perturbación cada tecnología podría resultar más relevante y entrega una base metodológica para la propuesta posterior de alternativas de implementación.

■ Propuesta de implementación:

Finalmente, se elabora una propuesta de implementación estructurada por etapas, diseñada a partir de los resultados obtenidos en las fases anteriores. Esta propuesta está basada en tres componentes claves: el diagnóstico y análisis de la operación actual del SEN, el análisis de los indicadores de resiliencia y la evaluación técnica de las tecnologías de almacenamiento. El objetivo es definir un plan de acción progresivo que permita fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico considerando el contexto chileno y las limitaciones que presenta cada tecnología.

Para ello, la estrategia será dividida en etapas con diferentes horizontes temporales, buscando la priorización de tecnologías según su tiempo de respuesta, capacidad de almacenamiento, factibilidad de implementación y potencial aporte en las distintas fases de una perturbación en la red. La propuesta se construirá bajo un enfoque que incluya criterios técnicos, territoriales y estratégicos.

Se estructurará bajo tres líneas de trabajo:

- Definición de objetivos para cada etapa, diferenciando acciones que buscan la respuesta rápida, sostener el sistema durante interrupciones prolongadas y el desarrollo de la capacidad de la infraestructura de almacenamiento.
- Selección de tecnologías prioritarias para cada etapa, debido a que el aporte de cada tecnología tiene sus diferencias por sus diferentes características y requisitos de implementación, además de tener su respuesta en diferentes fases del ciclo de resiliencia.
- Identificación de acciones técnicas y regulatorias, tales como estudios de operación por islas, establecimiento de protocolos de separación del sistema eléctrico, instalación de

las tecnologías de almacenamiento, criterios mínimos de potencia firme y planificación territorial de las instalaciones.

El resultado de esta etapa es una hoja de ruta orientada al fortalecimiento de la resiliencia, combinando soluciones tecnológicas con acciones de planificación y regulación. Esta estructura permite que la propuesta no sea solo un conjunto de recomendaciones técnicas, sino un plan fundamentado que conecta el diagnóstico, la evaluación de tecnologías y el análisis de resiliencia con acciones concretas para su implementación y desarrollo progresivo.

10. Análisis y resultados

10.1. Diagnóstico del SEN

Para armar la base de la investigación es necesario comprender las condiciones actuales de operación, identificar las debilidades de la red y reconocer los factores que afectan su resiliencia frente a contingencias. De esta forma se podrá comprender la generación, demanda y variabilidad, así como comprobar qué tan expuesto está el sistema ante los eventos de falla que afecten la continuidad del suministro eléctrico.

Este diagnóstico se estructura en tres apartados. En primer lugar, se analiza la operación actual del SEN, luego las perturbaciones que han afectado a mediana y gran escala en el sistema, para luego sintetizar analizando la vulnerabilidad del sistema actual.

10.1.1. Análisis de la operación actual del SEN

El Sistema Eléctrico Nacional es una de las redes más extensas de América Latina, con una extensión de más de 3.100 km desde Arica a Chiloé.

Tal como se muestra en la figura 6, durante el año 2024, el SEN alcanzó una capacidad instalada de 36.778 MW, compuesta por un 34 % de centrales térmicas, un 21 % de centrales hidroeléctricas, un 23 % de solares y un 14 % de eólicas (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025d).

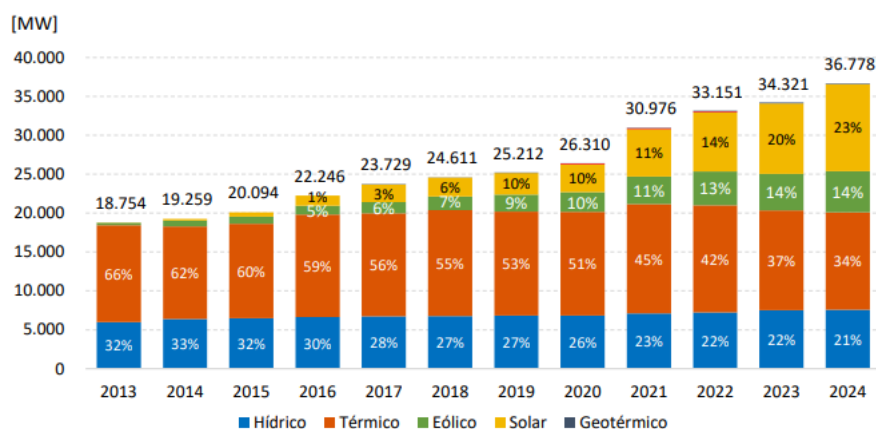


Figura 6: Evolución de la capacidad instalada por tecnologías en el SEN [Coordinador Eléctrico Nacional (2025d)].

Según el Coordinador Eléctrico Nacional (2025d), la generación de energía durante el año 2024 fue de 85.519 GWh, con una presencia sostenida de la generación térmica en el primer semestre del año, lo que se muestra en la figura 14. En la figura mencionada también se puede notar que la participación de la energía solar disminuye en los meses desde mayo a agosto, los cuales son los meses de invierno en Chile. Por su parte, la energía eólica no tiene mucha variación y su aporte mensual a la generación es en promedio de 13 % (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025d).

En relación con la generación por regiones (Figura 15), se tiene que en el año 2024, Antofagasta fue, con 22.011 GWh, la Región con mayor producción de energía, siendo más de la mitad de esta de origen térmico. La Región del BíoBío fue la segunda con mayor producción, generando 15.140 GWh, siendo mayoritariamente generada con tecnología hídrica. Respecto a la energía renovable no convencional generada el año 2024, según el informe del Coordinador Eléctrico Nacional (2025d), llegó a los 34.524,9 GWh, siendo un 40,4 % de la generación total, y, como fue mencionado antes, la energía solar disminuye en los meses desde mayo a agosto, mientras que la energía eólica no presenta mucha variación. También se puede ver la presencia de energía hídrica

de mediana escala y de biocombustibles.

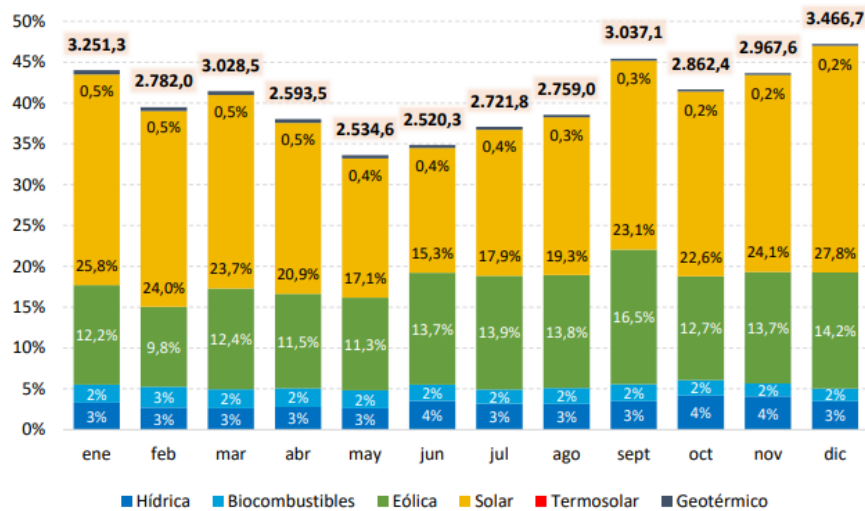


Figura 7: Generación de ERNC en el año 2024 del SEN [Coordinador Eléctrico Nacional (2025d)].

Al observar el comportamiento de la generación horaria, se puede determinar un patrón en la generación de energía. Como se puede observar en la Figura 8, se repite un ciclo de funcionamiento por parte de las diferentes tecnologías. En las horas que hay luz solar, es decir, desde las 6:00 hrs hasta las 20:00 hrs, la energía solar es la que predomina y mantiene el suministro eléctrico estable, disminuyendo considerablemente la generación por parte del suministro hidroeléctrico y térmico, para luego, en las horas que no hay energía solar, ser estas últimas las que mantienen el suministro de energía al sistema en conjunto con la generación eólica y una pequeña parte almacenada en baterías BESS. Como se puede observar, la participación de los sistemas de almacenamiento es prácticamente nula, siendo sostenido el suministro únicamente por las energías convencionales. Se puede observar también que el aporte de la energía eólica resulta ser insuficiente para mantener un suministro constante.

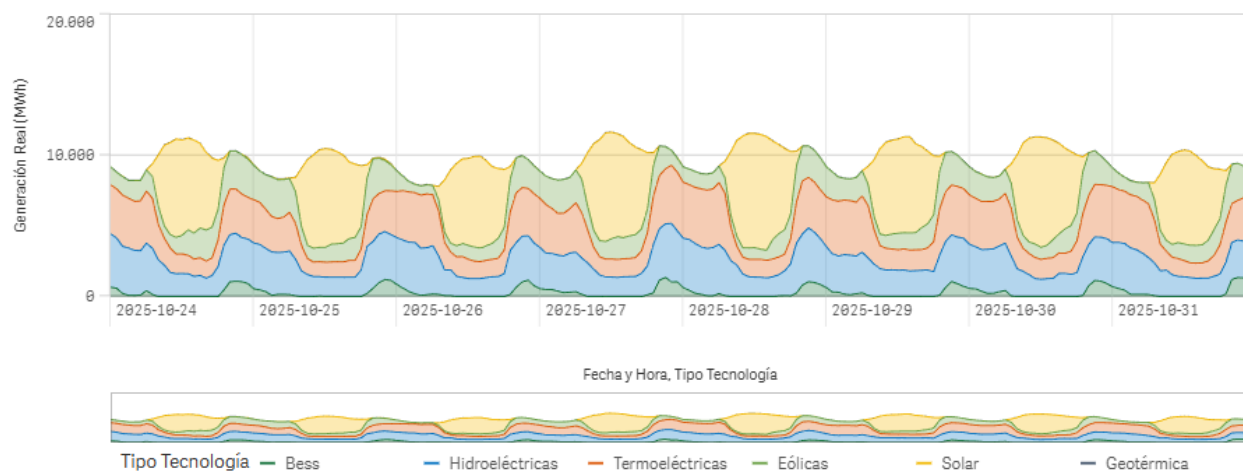


Figura 8: *Generación Real Horaria por Tecnología en la última semana de octubre de 2025*
[Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.c)].

En cuanto a la demanda, para comprender su comportamiento es necesario diferenciar dos conceptos: la demanda sistémica y la demanda neta. La primera corresponde al consumo total de energía del sistema, es decir, la demanda total de todos los clientes, mientras que la demanda neta se obtiene multiplicando la demanda sistémica por el costo marginal, por lo que en ocasiones puede llegar a ser cercano a 0.

Sabiendo lo mencionado, el comportamiento de la demanda sistémica también presenta un comportamiento cíclico, donde el requerimiento del suministro eléctrico alcanza su máximo entre las 9:00 hrs y las 20:00 hrs, lo que es lógico teniendo en consideración el gran requerimiento de las industrias en el día y de las residenciales en la tarde, y alcanza su mínimo entre las 2:00 hrs y las 5:00 hrs.

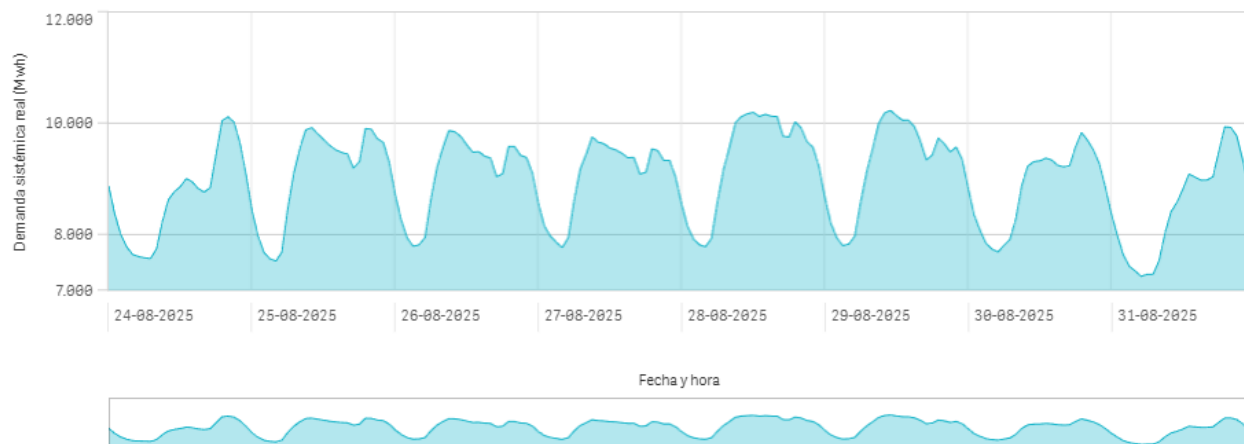


Figura 9: *Demanda horaria sistémica de la última semana de agosto de 2025* [Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.b)].

Por otro lado, tal como se muestra en la figura 16, la demanda horaria neta también presenta un patrón cíclico, donde en la noche están los picos de demanda y en el día están los valles. Se puede observar más detalladamente en la figura 10 que la demanda mínima se encuentra entre las 8:00 hrs y las 18:00 hrs, mientras que los máximos van desde las 22:00 hrs hasta las 6:00 hrs. Para entender este comportamiento se necesita analizar los costos marginales de generación presentados en la figura 17, y es que, a pesar de no presentar un comportamiento cíclico definido, sí se puede observar que hay ocasiones en las que el costo marginal llega a ser cero en las horas desde las 7:00 hrs hasta las 18:00 hrs. Es por esto que, si bien la demanda sistémica llega a su máximo, la demanda neta presenta su punto más bajo.

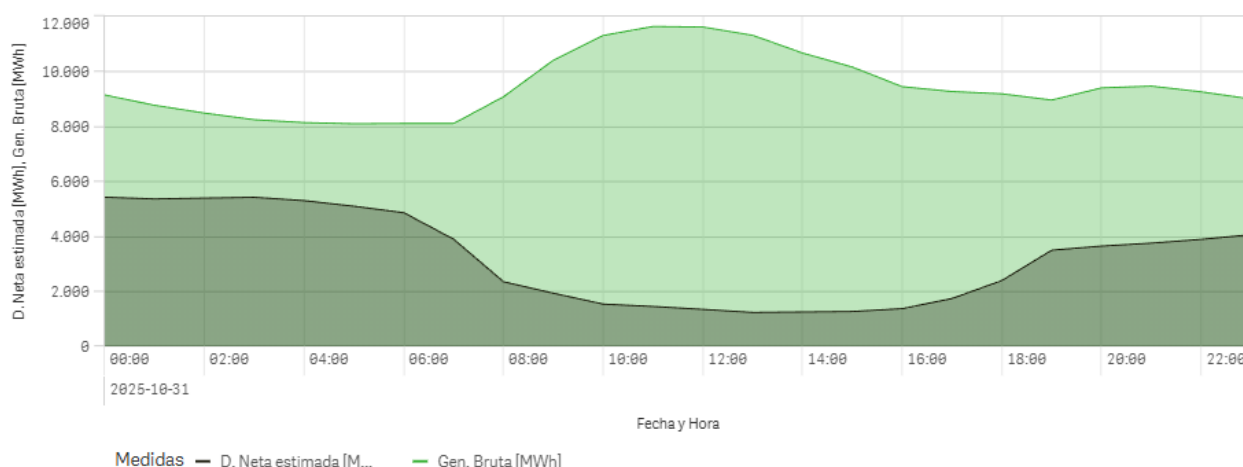


Figura 10: *Demanda horaria neta del 31 de octubre de 2025* [Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.b)].

El hecho de que los costos marginales sean cero en las horas de mayor generación energética radica en esto último, y es que se presenta una sobreoferta de energía renovable proveniente de las plantas fotovoltaicas, la cual satisface la demanda, sin embargo, la energía restante no es bien aprovechada para cargar baterías.

10.1.2. Análisis de perturbaciones en el sistema

Ante eventos que provoquen la pérdida parcial o total del suministro eléctrico, el CEN ha elaborado un Plan de Recuperación del Servicio (PRS), en el cual se establece el procedimiento a seguir para el restablecimiento del sistema eléctrico. De esta forma, se busca recuperar el sistema de forma segura y progresiva, evitando nuevos colapsos o daños en las instalaciones durante la reposición.

Según define el Coordinador Eléctrico Nacional (2025a) en el PRS, se tiene una secuencia de acciones ante el evento, permitiendo recuperar el sistema desde un apagón o colapso total, o bien desde una desconexión parcial entre zonas del SEN. Para cada escenario existen planes de recuperación independientes, y se especifican los procedimientos, condiciones técnicas y recursos

necesarios para la sincronización de las áreas afectadas. En caso de interrupciones mayores, el proceso de recuperación se comienza por centrales con la capacidad de arranque autónomo, que son capaces de energizar la red sin la necesidad de suministro externo. A partir de estas centrales, se reconstruye progresivamente el suministro de la red y se restablece la demanda gradualmente. La efectividad en la aplicación del PRS depende no solo de la robustez de los equipos, sino también de la coordinación entre los centros de control, la disponibilidad de recursos y la precisión en la ejecución de los procedimientos de sincronización.

La existencia de un Plan de Recuperación del Servicio asegura que el SEN cuente con un procedimiento predefinido para recuperar la estabilidad del sistema. No obstante, la resiliencia no depende únicamente de la existencia de un protocolo, sino del comportamiento real frente a eventos disruptivos.

En este contexto, resulta útil analizar el comportamiento del sistema ante eventos que hayan afectado en la entrega del servicio. Un ejemplo es el apagón del 25 de febrero de 2025, el cual afectó a gran parte del territorio chileno. De acuerdo con el estudio de la falla del Comisión Nacional de Energía (2025), la perturbación se originó a las 15:16 horas, producto de una intervención no autorizada en los sistemas de comunicación de la línea Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar. Esta acción provocó la apertura de ambos circuitos, separando el SEN en dos islas eléctricas, una en el norte, con exceso de generación, y otra en el centro sur, con déficit energético.

En la isla norte, los esquemas automáticos de desconexión de generación mantuvieron la estabilidad por aproximadamente cuatro minutos, pero finalmente el sistema perdió el sincronismo debido a la inestabilidad de tensión. En la isla centro sur, el desbalance entre oferta y demanda fue de aproximadamente 25 %, derivando en una rápida pérdida de estabilidad y colapso total del sistema, afectando aproximadamente al 70 % de la demanda nacional. Aunque se actuó bajo lo

establecido en el PRS, no fue suficiente para contener la propagación de la falla. Según se indica en el estudio de la falla, algunas centrales generadoras que son parte del plan tuvieron fallas técnicas, lo que retrasó la recuperación del servicio. Las razones mencionadas son la falta de visibilidad en los sistemas SCADA y en la comunicación entre puntos (Comisión Nacional de Energía, 2025).

Si bien la causa inicial del evento no fue a partir del funcionamiento de la generación de energía, el desarrollo posterior de la falla demostró que la respuesta fue insuficiente para mantener la tensión y frecuencia requeridos en ambas islas. Durante el proceso de recuperación, fueron principalmente las centrales hidroeléctricas y térmicas las que ayudaron a estabilizar la tensión, frecuencia y generación de energía en el sistema (figura 11). Sin embargo, la limitada participación de las tecnologías renovables y de almacenamiento mostró que el sistema aún tiene una fuerte dependencia de las fuentes convencionales para garantizar la estabilidad y seguridad del suministro.

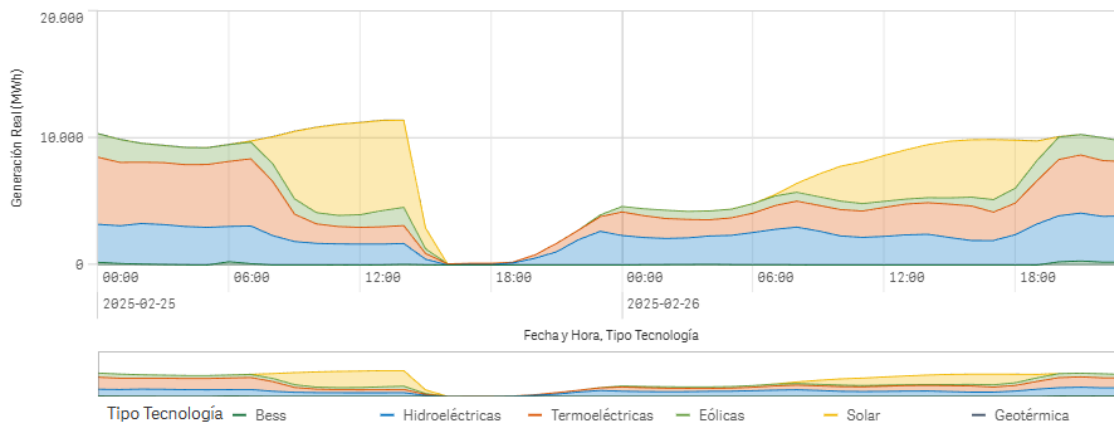


Figura 11: *Generación de energía 25 y 26 de febrero de 2025* [Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.c)].

Cabe mencionar que, dado que el SEN es un sistema relativamente reciente (comenzando a operar bajo este nombre en 2017), no existen registros históricos suficientes de eventos con una magnitud comparable a la del sucedido el 25 de febrero. Esta limitación dificulta la evaluación de

la resiliencia del sistema ante colapsos totales o parciales. No obstante, sería posible realizar un análisis escalable a nivel regional o zonal, considerando fallas locales o desconexiones parciales que hayan afectado a segmentos del sistema.

Así mismo, la participación de sistemas de almacenamiento de energía no han sido utilizados para el proceso de recuperación del sistema, por lo que resulta complejo determinar en qué medida estas tecnologías podrían haber contribuido a mejorar la estabilidad y reducir el tiempo de reposición. La ausencia de tecnologías de almacenamiento limita la posibilidad de contar con respaldo de potencia y soporte de frecuencia, los cuales son elementos clave para aumentar la resiliencia operativa del sistema. En este sentido, el desarrollo de proyectos BESS de gran escala representa una oportunidad relevante para futuras investigaciones, permitiendo evaluar cuantitativamente su efecto en la recuperación y estabilidad del SEN ante eventos.

10.1.3. Vulnerabilidad del sistema

El Sistema Eléctrico Nacional presenta vulnerabilidades tanto estructurales como operativas que limitan su capacidad para enfrentar perturbaciones de mayor magnitud y mantener la estabilidad ante escenarios de alta variabilidad en la generación. Una de las principales debilidades radica en la concentración de las energías renovables no convencionales en la zona norte de Chile, especialmente en las regiones de Antofagasta y Atacama, donde se ubica más del 60 % de las centrales fotovoltaicas y parte de las centrales eólicas. Esta localización, sumada a la limitada capacidad de transmisión debido a la congestión de las líneas, genera una alta dependencia de que el sistema de transmisión esté funcionando correctamente en su totalidad, ya que de no ser así, se pueden presentar escenarios en los que se generen islas eléctricas, tal como ocurrió el 25 de febrero de 2025.

Siguiendo con los escenarios en los que se podrían generar islas tal como ocurrió en febrero, se presenta una gran vulnerabilidad debido a que las principales fuentes de energía tanto renovable como no renovable se encuentran en el norte del país, por lo que ante eventos donde se genere una desconexión entre la zona norte con la zona centro y sur, seguiría ocurriendo la misma situación: un exceso de oferta en el norte y un déficit de esta en el centro y sur. Una de las posibles acciones que se podrían tomar frente a esto es incorporar sistemas de almacenamiento de energía en la zona centro-sur y aprovechar la energía excedente proveniente del norte para ser almacenada y así no tener tanta dependencia a las fuentes no renovables.

Durante los meses de invierno, la vulnerabilidad del sistema se amplifica. La reducción de la generación solar y la variabilidad de la energía eólica obligan a que se deba hacer uso de las centrales térmicas e hidráulicas para cubrir la demanda, elevando los costos y emisiones de la generación eléctrica. Por el contrario, en los meses de verano la sobreproducción solar genera vertimientos de energía por congestión y sobreoferta. Esto evidencia la necesidad de contar con sistemas que almacenen los excesos de energía producida en verano para su posterior uso en invierno.

Otro factor relevante es la dependencia en los sistemas de comunicación y control, ya que, si se llegan a perder, puede retrasar y entorpecer la aplicación del PRS y dificultar la coordinación entre generadoras y centros de transmisión, tal como se evidenció en el evento del 25 de febrero. La falta de protocolos de respaldo representa una vulnerabilidad crítica, especialmente ante fallas simultáneas o desconexiones entre regiones.

En conjunto, estas condiciones reflejan que, pese a los grandes avances en la descarbonización del SEN y la modernización del sistema, se siguen presentando debilidades que limitan su resiliencia. La alta concentración de energías renovables en el norte del país, la falta de sistemas

de almacenamiento y la dependencia a un sistema de transmisión completamente interconectado son aspectos que vulneran completamente al SEN, que se expone a perturbaciones que se pueden expandir rápidamente y dificultan su recuperación rápida. Para poder reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia del sistema eléctrico es necesario fortalecer la diversificación de las tecnologías de generación renovable en términos geográficos, así como la incorporación de tecnologías de almacenamiento y la mejora en los sistemas de control y comunicación.

10.2. Evaluación de la resiliencia del SEN

Actualmente, el Sistema Eléctrico Nacional no dispone de un conjunto de índices de resiliencia definidos en sus informes operativos. El Coordinador Eléctrico Nacional realiza la evaluación del desempeño del sistema principalmente a través de indicadores de confiabilidad y calidad del servicio, tales como la Energía No Suministrada (EENS), el índice de duración promedio de las interrupciones (SAIDI), el índice de frecuencia de interrupciones (SAIFI) y los índices de suficiencia de generación (LOLP y LOLE). Si bien estos indicadores no miden directamente la resiliencia, sí entregan información sobre la continuidad, estabilidad y capacidad del sistema para responder ante eventos imprevistos, por lo que pueden considerarse como una base técnica para el desarrollo de métricas de resiliencia que se adapten al contexto chileno.

A continuación, se propone evaluar la resiliencia del SEN utilizando indicadores que permitan representar y cuantificar el comportamiento del sistema eléctrico ante un evento. De este modo, se busca contar con una base para comparar la respuesta del sistema ante perturbaciones y estudiar el aporte de tecnologías de respaldo en la capacidad de recuperación.

10.2.1. Revisión de índices de resiliencia aplicables al SEN

A nivel internacional, la resiliencia de los sistemas eléctricos se ha evaluado mediante distintos grupos de indicadores, los cuales permiten analizar desde la continuidad del servicio hasta la evolución en términos de magnitud y temporal de una perturbación en el sistema. Sin embargo, muchos de estos índices en la práctica se utilizan para medir la confiabilidad y calidad del servicio, por lo que su uso directo como métricas de resiliencia no es lo indicado debido a la baja frecuencia de eventos de gran magnitud.

Entre los indicadores más utilizados a nivel internacional se encuentran los índices operativos establecidos por la IEEE, los cuales son el SAIDI, SAIFI y CAIDI, y que permiten cuantificar la frecuencia y duración de las interrupciones. Si bien estos índices permiten evaluar aspectos relevantes del desempeño del sistema, su enfoque está orientado al análisis de la confiabilidad del servicio, ya que eventos de mayor magnitud tienen mucha menos frecuencia a nivel sistémico que las interrupciones operacionales. Excepto del apagón del 25 de febrero, hasta la actualidad el SEN no ha presentado eventos que hayan interrumpido el suministro eléctrico a gran escala debido a que, al estar interconectado a lo largo del país, la demanda que no pueden suplir algunas centrales, las logran suplir otras, por lo que resulta difícil el análisis de la resiliencia a nivel sistémico con estos indicadores. Sin embargo, se podría llegar a evaluar el comportamiento de las principales centrales generadoras de energía en el país para evaluar su resiliencia a nivel individual. Por lo anteriormente mencionado, en este estudio resulta inadecuada la utilización de estos indicadores de duración para el análisis de la resiliencia del sistema.

Del mismo modo, los indicadores probabilísticos o de riesgo, tales como el LPSP, el LOLP, EENS, DPSP, LOLE y LOEE, son índices que en la literatura los plantean para evaluar resiliencia,

sin embargo, en la práctica su uso es sobre la confiabilidad del servicio. Si bien estos indicadores describen ciertas condiciones promedio, no caracterizan el comportamiento, deterioro y recuperación del sistema ante un evento que interrumpa el servicio. No obstante, al igual que los mencionados anteriormente, estos índices podrían ser útiles en escalas menores, por ejemplo, para el análisis individual de centrales o zonas del SEN.

Considerando las limitaciones mencionadas, el análisis de la resiliencia del SEN se basa principalmente en los indicadores de la curva de resiliencia. A diferencia de los índices mencionados anteriormente, estos se enfocan principalmente en el desarrollo temporal del evento, desde el momento en que ocurre la perturbación hasta su recuperación completa. Los parámetros Φ (velocidad de degradación), Λ (magnitud de la degradación), E (duración del estado de degradación) y Π (rapidez de recuperación) permiten cuantificar la respuesta del sistema ante eventos severos.

Estos índices son adecuados para el contexto chileno y para la evaluación de resiliencia, ya que permiten analizar variables dinámicas como la frecuencia, tensión, generación por tecnología y la estabilidad durante el proceso de reposición, aspectos que se ven directamente afectados por el proceso de descarbonización debido al reemplazo de las plantas termoeléctricas por las energías renovables no convencionales, además de la escasa presencia de sistemas de almacenamiento que aporten seguridad de reposición al sistema. De esta manera, los indicadores basados en el desempeño de la curva de resiliencia entregan una representación más fiel del comportamiento real del SEN frente a perturbaciones, permitiendo evaluar para qué etapa enfocar los recursos.

En síntesis, los índices seleccionados para el estudio de resiliencia corresponden exclusivamente a aquellos que permiten analizar la respuesta del sistema ante una perturbación.

10.2.2. Resiliencia del SEN (caso 25 de febrero del 2025)

En base al análisis realizado sobre los índices internacionales para la evaluación de la resiliencia de los sistemas eléctricos, se establece que para este estudio los indicadores más adecuados son los propuestos por Panteli et al. (2017).

Dado que el estudio se basa en un único evento de interrupción en el sistema, no es posible realizar comparaciones entre distintos escenarios. Por esta razón, los indicadores de resiliencia se calcularán directamente a partir de la evolución del desempeño del sistema, sin aplicar normalización ni escalamientos en ellos. Al mantener los valores de estos en su magnitud original, se puede realizar una mejor interpretación de estos.

Para el análisis de la curva de resiliencia correspondiente al evento del 25 de febrero de 2025 se utiliza como variable de desempeño a analizar la generación total del SEN, expresada en megavatio (MW). Esta variable permite representar de manera directa el comportamiento del sistema durante la perturbación, ya que la separación en islas eléctricas y la inestabilidad en la frecuencia y tensión se vieron traducidas en una caída abrupta de la generación disponible. Del mismo modo, el proceso de recuperación se refleja en el restablecimiento progresivo de la generación, el cual fue impulsado principalmente por centrales hidráulicas y térmicas.

Considerando las limitaciones mencionadas, el análisis de la resiliencia del SEN se basa principalmente en los indicadores de la curva de resiliencia. A diferencia de los índices mencionados anteriormente, estos se enfocan principalmente en el desarrollo temporal del evento, desde el momento en que ocurre la perturbación hasta su recuperación completa. Los parámetros Φ (velocidad de degradación), Λ (magnitud de la degradación), E (duración del estado de degradación) y Π (rapidez de recuperación) permiten cuantificar la respuesta del sistema ante eventos severos.

Velocidad de degradación (Φ): Según el informe de la Comisión Nacional de Energía (2025), la degradación del sistema se inició exactamente a las 15:16 horas del 25 de febrero de 2025, momento en el que se produjo la apertura no autorizada de la línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar. A partir de este instante, se produjeron dos islas, una en el norte y otra en el centro-sur del país, las cuales cayeron rápidamente. La isla norte, que contaba con un exceso de generación, perdió el sincronismo después de aproximadamente 4 minutos (0,07 h), debido a que la tensión era inestable. La isla centro-sur perdió la estabilidad a los pocos segundos. Previo a la perturbación, la generación era de 11.440 MW, y luego de la falla a las 15:16 horas, la generación cae a 109 MW. En términos cuantitativos, se tiene que $R_1 = 11,400 [MW]$, $R_0 = 109 [MW]$, $\Delta t_1 = 0,07 [h]$. Por lo que, utilizando la ecuación 11, se tiene que la velocidad de degradación del sistema fue de $-116,300 [MW/h]$. Este valor refleja la caída casi instantánea del desempeño del sistema.

Magnitud de degradación (Λ): Al igual que fue mencionado anteriormente, el nivel inicial de desempeño del sistema era de $R_1 = 11,400 [MW]$, y luego de la interrupción, cayó a $R_0 = 109 [MW]$, por lo que se tiene un $\Delta R_1 = -11,291 [MW]$, lo que corresponde a una pérdida de prácticamente el 100 % de la capacidad de generación del sistema.

Duración del estado de degradación (E): Según lo indicado en Coordinador Eléctrico Nacional (2025b), el sistema se comenzó a recuperar parcialmente a las 19:00, iniciando por Arica y Puerto Montt, por lo que $\Delta t_2 = 220 [min]$, lo que es equivalente a $3,67 [h]$, que es el tiempo durante el cual el sistema se mantiene con la condición de degradación.

Rapidez de recuperación (II): La recuperación, como se mencionó, comenzó parcialmente a las 19:00 del día 25 aproximadamente, y para llegar a recuperar el sistema en su totalidad, lo cual es con una generación del orden de 10.500 MW, se tardó hasta las 20:00 horas del 26 de febrero. De este modo, $\Delta t_3 = 25 [h]$, lo que da un valor de $\Pi = 451,64 [MW/h]$.

Tabla 3: Resumen de los indicadores de resiliencia del evento del 25 de febrero de 2025.

Indicador	Valor	Interpretación
Φ	$-116.300 [\frac{MW}{h}]$	Caída prácticamente instantánea del desempeño del sistema luego del inicio de la falla.
Λ	$-11.291 [MW]$	Pérdida casi total de la capacidad de generación del SEN ($\approx 100\%$ de caída).
E	$3,67 [h]$	Tiempo en el cual no se pudieron comenzar los trabajos de recuperación debido a la mala organización y falta de instrumentos.
Π	$451,64 [\frac{MW}{h}]$	Recuperación lenta, con una reposición de la energía por tramos y que demoró en volver a la normalidad de la operación.

Elaboración propia.

Los valores obtenidos para los parámetros de resiliencia muestran que el SEN tuvo una degradación extremadamente rápida, con una pérdida casi total de la generación, un estado de insuficiencia prolongado y una recuperación muy lenta. Estos resultados muestran que el sistema, a pesar de contar con un Plan de Recuperación del Servicio, no cuenta con los mecanismos ni infraestructura tecnológica suficientes para disminuir el impacto de perturbaciones mayores.

Respecto a cómo podrían los sistemas de almacenamiento de energía ayudar al Sistema Eléctrico Nacional a mejorar su resiliencia, se debe tener en cuenta en qué etapa de la curva de resiliencia puede ser significativa su implementación. Para la primera etapa (anticipación), lo importante es tener un Plan de Reposición del Servicio bien elaborado, considerando la posibilidad de que existan islas eléctricas en las que se separen las principales centrales eléctricas que dan el

sustento de energía al país, por lo que contar con sistemas que almacenen parte de esta energía en las zonas con menos producción podría ser una solución. La segunda etapa (absorción), depende principalmente de la coordinación entre los agentes involucrados en el sistema energético y de tener la tecnología adecuada para evitar una degradación mayor del sistema. La tercera etapa (recuperación), es en la cual los sistemas de respaldo pueden tomar protagonismo, ya que, como se mencionó, la energía producida que excede la demanda puede ser almacenada en estos sistemas, otorgando una base energética que satisfaga parcial o totalmente la demanda en las zonas donde no se tiene un gran nivel de producción de energía.

10.3. Evaluación de tecnologías de respaldo

La evaluación realizada sobre el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional frente al evento del 25 de febrero de 2025 permitió identificar las principales debilidades respecto a la resiliencia. Los resultados obtenidos evidencian que, si bien el sistema ha avanzado en el proceso de descarbonización e integración de energías renovables, aún no cuenta con las tecnologías necesarias para contener y recuperarse de interrupciones mayores.

Bajo este contexto, el análisis de la incorporación de tecnologías de respaldo resulta relevante. Previo a la descarbonización del SEN, eran las centrales térmicas las que mantenían la seguridad del suministro eléctrico, y tenían la capacidad de recuperar el servicio de forma eficiente, pero, luego del inicio del proceso de descarbonización y cierre de las plantas, el SEN se ha vuelto vulnerable debido a la incapacidad de las ERNCs de tener una respuesta eficiente cuando es requerido. Por esto, la incorporación de nuevas tecnologías de respaldo no es solo deseable, sino necesaria para el fortalecimiento de la resiliencia del SEN.

En esta sección se identifican y analizan las principales tecnologías de respaldo que podrían

mejorar la resiliencia del sistema eléctrico, evaluando sus capacidades técnicas, su aplicabilidad y su potencial contribución a la resiliencia.

10.3.1. Identificación y evaluación técnica de alternativas

Con el fin de evaluar el potencial aporte de cada tecnología al fortalecimiento de la resiliencia del SEN, se presenta una comparación técnica basada en aspectos técnicos y de aplicabilidad. Estos criterios están directamente relacionados con el aporte al sistema, sus limitaciones, su tiempo de respuesta, la capacidad para entregar o absorber la energía, la duración, entre otros.

Para este estudio, se seleccionan las tecnologías de almacenamiento con mayor madurez en el mercado y que hayan sido implementadas a nivel internacional, exceptuando a las baterías de Carnot. El objetivo es evaluar alternativas que puedan ser implementadas de forma realista dentro del SEN, evitando tecnologías experimentales o en etapas iniciales de desarrollo cuya factibilidad técnica y económica sea incierta. Es por esto que se excluyen del análisis las tecnologías que no se han integrado a grandes escalas en los sistemas eléctricos, tales como las baterías de flujo, volantes de inercia y supercondensadores, entre otras tecnologías emergentes. Si bien estas alternativas ofrecen ventajas particulares, como mayor vida útil en el caso de los sistemas de flujo o tiempos de respuesta prácticamente instantáneos en el caso de los volantes y supercondensadores, su madurez, eficiencia o escalabilidad limitan su aplicación en el contexto chileno.

Las alternativas seleccionadas para este estudio son:

- **Baterías ión-litio (BESS):** Actualmente es una de las tecnologías de almacenamiento más madura e implementada a nivel mundial, teniendo presencia en Chile con diversos proyectos a lo largo del país.

- **Hidrobombeo:** Es la tecnología con mayor capacidad de almacenamiento a nivel internacional. A pesar de esto, en Chile existen sólo proyectos al norte del país que siguen en etapa de planificación.
- **Baterías de Carnot:** A pesar de que su implementación internacional es más reciente, ante el proceso de descarbonización son una de las tecnologías más interesantes. Su flexibilidad y escalabilidad las posicionan como una opción viable en el mediano plazo.
- **Almacenamiento de aire comprimido (CAES):** Es una tecnología con implementación comprobada a nivel internacional (como grandes plantas en Alemania y Estados Unidos) que combina almacenamiento de larga duración con la capacidad de proporcionar arranques en negro y tiempos de respuesta competitivos. Si bien no existe aún en Chile, su escalabilidad y robustez la hacen una candidata importante para análisis de resiliencia.

Estas cuatro tecnologías son adecuadas para implementar en el contexto chileno, ya que cada una responde a diferentes condiciones del país. Las baterías BESS permiten almacenar la energía solar que no es inyectada en la red, y su instalación no requiere de condiciones geográficas específicas. Las centrales de hidrobombeo, a pesar de representar una gran inversión y preparación geográfica para su instalación, tienen una larga vida útil y una gran capacidad de almacenamiento. Las baterías de Carnot podrían servir como reemplazo de las centrales térmicas en el proceso de descarbonización del SEN. Por último, las CAES lograrían almacenar grandes volúmenes de energía y utilizar cavernas en desuso para su operación.

Además de sus características técnicas propias, un aspecto que influye a la implementación de todas las tecnologías de almacenamiento es el modo de operación bajo el que interactúan con la red eléctrica, el cual puede ser grid-following o grid-forming. La primera configuración requiere

de que exista una red estable y con frecuencia para poder sincronizarse, por lo que su aporte ante blackouts o fallas críticas que afecten a la estabilidad de la red se ve limitado. En cambio, la configuración grid-forming permite sostener o establecer parámetros en la red tales como frecuencia y tensión, aportando estabilidad y permitiendo la reposición del sistema, también pudiendo suministrar energía en islas eléctricas que se formen tras fallas. La capacidad de ser un formador de red depende de contar con inversores capacitados para convertir la corriente continua en corriente alterna, soportar sobrecargas, gestionar variaciones de frecuencia y tener potencia fija que permita estabilizar el suministro al menos de la isla eléctrica formada.

Dado que cada una de estas tecnologías aporta de diferentes formas al sistema y tienen condiciones técnicas y operativas, es necesario analizarlas técnicamente para determinar cómo pueden fortalecer la resiliencia del SEN. A continuación se evalúa comparativamente sus capacidades, limitaciones y condiciones de implementación.

Baterías ión-litio (BESS): Los sistemas BESS de ión-litio han sido ampliamente utilizados a nivel internacional, por lo que han alcanzado una madurez importante. Según Enlight (2025), la curva de costo de las baterías ha experimentado una disminución drástica durante la última década, lo cual ha facilitado su integración en sistemas eléctricos de gran escala. Estas baterías tienen tiempos de respuesta de milisegundos, además de tener una alta eficiencia en el ciclo de carga y descarga, con eficiencias de entre 60 % y 95 %.

Esta tecnología también se destaca por su modularidad, la cual permite aumentar la capacidad de almacenamiento con la incorporación de nuevos módulos de forma simple y fácil, por lo que la instalación de las baterías resulta de bajo costo, lo que las hace altamente escalables. En aspectos operativos, las baterías BESS pueden absorber excedentes de energía en periodos de alta

generación y luego liberarla en horarios donde hay mayor demanda, lo que ayuda a requerir de menos generación por tecnologías convencionales en momentos donde las ERNCs no producen mucha energía.

Las baterías BESS presentan una vida útil de entre 10 y 15 años, dependiendo del número de ciclos de carga-descarga y de la profundidad de descarga que tienen. Respecto a su capacidad de almacenamiento, los proyectos a nivel de red suelen tener una autonomía de entre 1 y 4 horas, lo cual depende de la escala, pudiendo alcanzar una mayor duración en proyectos específicos. Sin embargo, su capacidad de almacenamiento va disminuyendo gradualmente con el tiempo debido a la degradación química que se produce con el funcionamiento. En términos de implementación e instalación, las BESS requieren de sistemas de ventilación y mecanismos de monitoreo de temperatura para protegerse del sobrecalentamiento, como podría ocurrir en el norte del país debido a las altas temperaturas de la zona. Aunque su instalación no exige condiciones geográficas, sí se requiere de una buena gestión térmica para evitar una degradación acelerada del sistema.

La experiencia internacional con estas tecnologías ha mostrado ventajas, pero también riesgos importantes. Grandes proyectos como Hornsdale Power Reserve en Australia (150 MW / 194 MWh), Crimson Storage en California (350 MW / 1400 MWh) y Saticoy BESS también en California, han mostrado el aporte de las BESS tanto a la variabilidad propia de las ERNCs como al respaldo del sistema eléctrico. Sin embargo, se han presentado eventos de incendios en las instalaciones de Moss Landing en California el año 2025, la cual es la central de BESS más grande del mundo, además del incendio producido en la Victorian Big Battery de Australia en 2021. Estos incendios evidencian los riesgos asociados a las fallas térmicas y la propagación de calor.

Un elemento relativamente nuevo en la evolución de las BESS es la transición de inversores grid-following a grid-forming. Según dijo Vicente Walker en una entrevista de BNamericas (2025),

los proyectos de BESS que se entreguen a Chile vendrán con la tecnología de grid-forming aunque aún no sea un requisito regulatorio. Esto le entrega a las baterías BESS una fortaleza importante para lograr almacenar energía que sea útil para su utilización ante fallas críticas o blackouts.

Otro aspecto a considerar es que su integración es relativamente sencilla, ya que pueden instalarse en centrales de generación existentes, lo que reduce los costos de infraestructura y facilita su incorporación al sistema.

En términos ambientales, los sistemas BESS presentan impactos relevantes asociados principalmente a su ciclo de vida. La extracción de litio, cobalto y níquel conlleva efectos significativos sobre el uso de agua y la generación de residuos mineros, mientras que su vida útil relativamente corta implica la generación periódica de desechos electroquímicos que requieren procesos especializados de reciclaje o disposición final. Durante la operación, si bien no producen emisiones, existe un riesgo de fallas térmicas que pueden generar incendios de alta intensidad, como ha ocurrido en instalaciones a gran escala en Estados Unidos y Australia. Estos eventos han impulsado la necesidad de reforzar los sistemas de ventilación, supresión de incendios y monitoreo térmico, lo cual debe ser considerado especialmente en zonas de alta temperatura como el norte de Chile. A pesar de estos desafíos, el impacto territorial de las BESS es bajo en comparación con otras alternativas, ya que su instalación requiere poco espacio y no altera ecosistemas naturales en la etapa de operación.

En conjunto, los BESS de ion-litio presentan ventajas evidentes para el SEN: tiempos de respuesta rápidos, modularidad, facilidad de integración y capacidad para sostener parcialmente la demanda en interrupciones de corta duración. Sus principales limitaciones son la degradación, la necesidad de una gestión térmica estricta y los riesgos asociados a su química. Aun así, su nivel de madurez y su evolución hacia inversores grid-forming los posicionan como la tecnología más

inmediata y flexible para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico chileno. Además, actualmente se está desarrollando un megaproyecto en el norte de Chile, en el cual se instalarían 4,1 GWh de almacenamiento en BESS, convirtiéndolo en el proyecto más grande del mundo con esta tecnología.

Hidrobombeo: Las centrales de hidrobombeo son la tecnología de almacenamiento de energía de mayor trayectoria y madurez a nivel mundial. Su principio de operación consiste en bombear agua desde un embalse inferior hacia uno ubicado a mayor altura utilizando energía excedente de la operación normal, para posteriormente generar electricidad con el ciclo inverso, en el cual se hacen funcionar unas turbinas. Gracias a este mecanismo, los sistemas de hidrobombeo logran entregar una potencia de gran escala, como en el caso del proyecto de la central Paposo, el cual entregaría una potencia de 800 MW, y mantener el suministro durante varias horas, dependiendo del volumen del embalse. Esta capacidad de almacenamiento prolongado convierte a esta tecnología en una alternativa para apoyar la estabilidad del sistema eléctrico en perturbaciones de larga duración.

Existen proyectos a nivel internacional, como la central Bath County de 3.003 MW en Estados Unidos, Fengning de 3.600 MW en China o Dinorwig de 1.728 MW en el Reino Unido, los cuales demuestran la capacidad de esta tecnología para operar a grandes escalas, llegando al orden de los gigavatios. Este tipo de instalaciones han sido clave en países con gran cantidad de energía renovable, aportando con estabilidad de frecuencia y manejo de las rampas que tienen la generación solar y eólica.

Respecto a sus detalles operativos, esta tecnología tiene la capacidad de responder en tiempos del orden de minutos, dependiendo del tipo de turbina y del modo de operación en que se

encuentren. Si bien no igualan la rapidez de respuesta de las BESS, compensan esta limitación mediante su gran capacidad de almacenamiento y su capacidad para entregar potencia de manera continua y estable durante largos períodos. Además, los sistemas de hidrobombeo presentan una escalabilidad muy alta, pudiendo desarrollarse proyectos de cientos de megavatios llegando hasta el orden de los gigavatios, lo que permite responder significativamente a eventos de gran magnitud.

En cuanto a su eficiencia, los sistemas de hidrobombeo presentan valores entre 70 % y 80 % para el ciclo completo de almacenamiento y generación. Su vida útil es su principal fortaleza ante las otras tecnologías de almacenamiento, ya que puede operar durante más de 50 años con mantenimientos periódicos, y los embalses logran tener una vida útil de más de 100 años.

No obstante, la instalación de proyectos de hidrobombeo requiere de condiciones geográficas muy específicas, como desniveles pronunciados, disponibilidad de agua y la posibilidad de construir embalses de gran capacidad de almacenamiento. Estas condiciones limitan significativamente las locaciones en las que se pueden desarrollar este tipo de centrales, y lo más importante es que requieren de inversiones elevadas, un largo plazo de construcción, además de que se necesita tener permisos y evaluaciones ambientales que permitan su desarrollo. A pesar de estas limitaciones, su operación es altamente confiable y su aporte al sistema eléctrico podría ser relevante, especialmente en eventos donde se deba reponer parte del sistema, ya que su capacidad para entregar energía de forma sostenida permitiría mantener el suministro mientras se estabilizan otras generadoras.

En términos ambientales, los sistemas de hidrobombeo generan impactos principalmente durante su fase de construcción, ya que requieren grandes extensiones de terreno, movimientos de tierra significativos y, en muchos casos, la intervención de cursos de agua o la creación de nuevos embalses. Esto puede producir alteraciones en ecosistemas locales, pérdida de hábitat y

conflictos por uso de agua, especialmente relevantes en un país como Chile donde existen tensiones entre disponibilidad hídrica y actividad industrial. A pesar de estos impactos iniciales, la operación del hidrobombeo presenta bajos efectos ambientales, ya que no requiere combustibles ni genera emisiones directas, y su extensa vida útil permite amortizar los impactos de la construcción en horizontes de varias décadas. No obstante, su impacto visual, la ocupación territorial y los posibles conflictos socioambientales limitan considerablemente la cantidad de sitios viables para su desarrollo.

Finalmente, las centrales de hidrobombeo funcionan con máquinas sincrónicas tradicionales y no utilizan inversores, por lo que no se rige por los modos grid-forming o grid-following. En su lugar, aportan inercia, soporte en la tensión y potencia estable para momentos de blackout, lo cual entrega una ventaja importante para su implementación en sistemas eléctricos.

Baterías de Carnot: Las baterías de Carnot corresponden a una tecnología que está en una etapa de baja experiencia y se basa en la conversión de electricidad en calor y luego en su reconversión a energía mediante ciclos termodinámicos reversibles. Su funcionamiento se apoya en el uso de bombas de calor para elevar la temperatura en un estanque térmico, y posteriormente, en la utilización de motores térmicos para generar electricidad cuando es requerido. Dependiendo del ciclo utilizado, el cual puede ser de Rankine o de Brayton, estas baterías pueden alcanzar eficiencias de entre 40 % y 70 %, lo cual las posiciona en una posible alternativa dentro del segmento de almacenamiento de energía. Su principal ventaja es su instalación, ya que no requieren de condiciones geográficas específicas, pudiendo implementarse en zonas urbanas, industriales o incluso en centrales térmicas existentes, lo cual sería un gran apoyo al proceso de descarbonización del SEN.

Respecto a su escalabilidad, las baterías de Carnot pueden diseñarse para capacidades tanto modulares como de grandes escalas, debido a que los tanques térmicos pueden dimensionarse según el nivel energético requerido. Además, su tiempo de respuesta es del orden de minutos, lo que si bien resulta ser más lento que las baterías BESS, es adecuado para utilizarlos como respaldo del sistema durante estados de degradación prolongados o para la recuperación parcial del suministro eléctrico durante una perturbación. La vida útil de los componentes térmicos, como el material de almacenamiento de los tanques, es mayor que la de las tecnologías electroquímicas como el ión-litio, y no presenta una degradación por ciclos de carga-descarga, reduciendo la necesidad de cambios en los componentes en incluso 35 años.

En cuanto a las experiencias internacionales, la literatura coincide en que las baterías de Carnot aún no logran un nivel de madurez que las posicione como gran competidora en los sistemas de almacenamiento. Su desarrollo aún se encuentra en fases experimentales y de validación. Los estudios realizados han permitido demostrar que su implementación es viable en diferentes configuraciones y con diferentes fluidos de trabajo como las sales fundidas. Un proyecto que ha comenzado a operar es uno de Rondo Energy para una planta de Heineken en Portugal, y es que funciona como una batería de Carnot pero con la diferencia de que el calor se almacena en ladrillos refractarios, y aunque su capacidad instalada es de un volumen bajo (100 MWh), logra suministrar energía para la operación de toda la planta de Heineken. Este ejemplo demuestra que, con diferentes conceptos basados en el mismo ciclo de Carnot, se pueden llevar a cabo proyectos viables.

Un aspecto relevante de esta tecnología, y su principal atractivo, es su potencial para la reutilización de la infraestructura existente en el contexto de la descarbonización. Como fue mencionado, las centrales térmicas que están fuera de operación pueden ser transformada en sistemas

de almacenamiento, reutilizándose conexiones eléctricas, turbinas, sistemas auxiliares y terrenos ya habilitados, lo cual permite reducir costos de instalación y evita el desmantelamiento de centrales potencialmente útiles. Desde la operación, las baterías de Carnot tienen la capacidad de almacenar energía por períodos extensos, generalmente de 4 a 12 horas o más.

La capacidad de una batería de Carnot para operar en modo grid-forming depende del tipo de generador eléctrico utilizado en la etapa de descarga. Cuando la tecnología se implementa reutilizando turbinas síncronas existentes (como se propone en la mayoría de los estudios de reconversión de centrales térmicas), la batería opera como un generador grid-forming, aportando inercia, soporte de frecuencia y capacidad de estabilizar redes débiles. En configuraciones donde la generación eléctrica se realiza a través de convertidores de potencia, su capacidad grid-forming dependerá del diseño del inversor y de su robustez para operar sin una referencia externa de red.

Desde la perspectiva ambiental, las baterías de Carnot presentan ventajas importantes frente a otras tecnologías, ya que pueden reutilizar infraestructura térmica existente, reduciendo la necesidad de intervenir nuevos terrenos. Sus materiales de almacenamiento térmico (ya sean ladrillos refractarios, sales fundidas u otros medios) no generan residuos peligrosos y no sufren degradación electroquímica, lo que disminuye la cantidad de desechos a lo largo de su vida útil. Además, la operación de estas baterías no involucra combustibles ni emisiones directas, por lo que su impacto ambiental durante el funcionamiento es prácticamente nulo. Sin embargo, el manejo de materiales de alta temperatura y la construcción de estanques térmicos requieren procesos industriales específicos, con impactos en fabricación y transporte. En conjunto, presentan un perfil ambiental favorable, especialmente en contextos de reconversión de centrales térmicas en desuso.

Si bien su madurez tecnológica es menor en comparación con las BESS y los sistemas de hidrobombeo, y existen pocos proyectos en operación, las baterías de Carnot se presentan como una

alternativa atractiva como respaldo de la red eléctrica, especialmente por su facilidad de instalación y su compatibilidad con el proceso de transición de descarbonización en el SEN.

Almacenamiento por aire comprimido (CAES): Los sistemas CAES corresponden a una tecnología de almacenamiento mecánico de madurez mediana, la cual ha sido ampliamente estudiada y que ya presenta casos de implementación. Su funcionamiento se basa en la utilización de energía excedente para comprimir aire y almacenarlo en cavernas subterráneas, minas abandonadas o grandes depósitos sellados. Posteriormente, el aire se libera y se expande a través de turbinas para la generación de electricidad, pudiendo incorporar o no la inyección de combustible en el proceso, dependiendo del diseño. Debido a su principio de operación, los sistemas CAES son adecuados para el almacenamiento de larga duración y como respaldo ante perturbaciones prolongadas en el sistema eléctrico.

En cuanto a su desempeño, los sistemas CAES se destacan por su capacidad para almacenar grandes volúmenes de energía, pudiendo alcanzar varias horas de suministro, llegando incluso a más de 20 horas dependiendo del tamaño de la caverna y de la presión. Su potencia instalada suele estar en el orden de los megavatios, lo que es comparable a una central térmica mediana, lo que permite que actúen de forma estable y significativa durante eventos críticos. Los tiempos de respuesta dependen del estado operativo, ya que si la planta se mantiene en reserva caliente, puede alcanzar la potencia deseada en cosa de segundos, mientras que en arranques en frío, los tiempos típicos de respuesta son entre 5 y 10 minutos, por lo que sigue siendo útil para la recuperación del sistema ante eventualidades.

Respecto a su eficiencia, los sistemas de almacenamiento de aire comprimido presentan, dependiendo del diseño, valores entre 40 % y 70 % debido a pérdidas térmicas durante la com-

presión y expansión. Los diseños más modernos como los CAES adiabáticos (A-CAES), suelen tener mejor eficiencia al reutilizar el calor generado durante la compresión para su posterior expansión, a diferencia de los CAES diabáticos, que requieren de la combustión de gas para realizar este proceso.

Las experiencias internacionales demuestran su confiabilidad operativa. La planta Huntorf en Alemania (290 MW), la cual lleva operando desde 1978, y la planta McIntosh en Estados Unidos (110 MW), operativa desde 1991, son claros ejemplos de un desempeño estable por décadas, las cuales presentan la cualidad de operar ante blackouts para apoyar la reposición del sistema eléctrico. Estos casos evidencian que, cuando se dispone de cavernas adecuadas, los sistemas CAES pueden ofrecer un respaldo estable, robusto y con tiempos de operación prolongados. Aún se sigue estudiando esta tecnología, buscando aplicaciones en distintos tipos de cavernas y con sistemas modulares, buscando ampliar la viabilidad de este tipo de almacenamiento.

En términos de implementación, la principal limitación que presenta es la necesidad de una ubicación geográfica favorable, como cerca de cavernas salinas o en estructuras subterráneas capaces de soportar altas presiones. Esto reduce bastante la cantidad de sitios que son viables, aunque los estudios presentan como opciones los tanques a presión o minas abandonadas. En cuanto a vida útil, los componentes mecánicos presentan durabilidades superiores a 30 años, y las cavernas pueden operar durante muchas décadas presentando bajos desgastes, lo cual se evidencia en los proyectos que llevan operando incluso desde la década de los 70.

La capacidad del sistema CAES para operar en modo grid-forming depende de su configuración. Los diseños que utilizan turbinas sincrónicas funcionan como generadores síncronos, aportando inercia y soporte en la frecuencia del sistema. Esto representa una ventaja en perturbaciones de grandes magnitudes, ya que permitirían estabilizar la red y participar en el proceso de

arranque en negro. Por otro lado, en configuraciones híbridas que utilizan convertidores, su capacidad para ser grid-forming dependerá del tipo de inversor implementado y de su capacidad de operar sin una corriente de referencia.

En los sistemas CAES, el impacto ambiental depende en gran medida del tipo de almacenamiento utilizado. Cuando se emplean cavernas salinas o formaciones geológicas profundas, la intervención territorial es reducida, pero se requieren estudios geológicos avanzados y perforaciones que pueden afectar ecosistemas subterráneos. En configuraciones que reutilizan minas abandonadas o tanques de presión, los impactos son menores debido al uso de infraestructura existente. En operación, los CAES diabáticos generan emisiones derivadas de la combustión de gas para la expansión del aire, aunque en cantidades mucho menores que una central térmica convencional; los sistemas adiabáticos (A-CAES), en cambio, no requieren combustión, por lo que operan sin emisiones directas. Su vida útil prolongada, junto con impactos operacionales acotados, los posiciona como una alternativa con impactos ambientales moderados, altamente dependientes del contexto geológico de implementación.

Si bien su eficiencia puede llegar a ser inferior que otras tecnologías y su implementación depende de condiciones geográficas, los sistemas CAES se presentan como una alternativa confiable y de larga duración para el respaldo del sistema eléctrico, especialmente para fortalecer la resiliencia del sistema ante eventos de fallas críticas.

A continuación se presenta una tabla a modo de resumen del análisis anterior (Tabla 4).

Tabla 4: Comparación técnica de tecnologías de almacenamiento seleccionadas.

Criterio	BESS (ion-litio)	Hidrobombeo	Batería de Carnot	CAES
Madurez	Muy alta	Muy alta	Media-baja	Media-alta
Costo	Medio (costos decrecientes; reemplazo periódico)	Muy alto CAPEX, bajo OPEX	Medio-alto (dependiente de materiales térmicos)	Medio (alto CAPEX según caverna)
Tiempo de respuesta	Milisegundos	Minutos	Minutos	Segundos (reserva caliente) / 5–10 min (arranque en frío)
Eficiencia	60–95 %	70–80 %	40–70 %	40–70 % (mayor en A-CAES)
Vida útil	10–15 años	>50 años (embalses >100 años)	>35 años	>30 años (cavernas operan por décadas)
Capacidad de almacenamiento	1–4 horas	6–20 horas o más	4–12 horas o más	10–20 horas o más
Escalabilidad	Muy alta (modular)	Alta pero geográficamente limitada	Alta (tanques térmicos)	Alta (dependiente de disponibilidad geológica)
Capacidad grid-forming	Alta (nueva generación de inversores; tendencia regulatoria)	Alta (máquinas síncronas)	Alta si usa turbinas síncronas; media con convertidores	Alta (turbinas síncronas; apta para black-start)
Ventajas	Modular; rápida; ampliamente implementada; apoyo inicial crítico	Muy duradera; gran capacidad; potencia continua; alta estabilidad	No requiere geografía; ideal para reconvertir centrales térmicas	Larga duración; ofrece black-start; estable; sin degradación por ciclos
Desventajas	Riesgo térmico/incendio; degradación química; requiere gestión térmica	Requiere geografía específica; CAPEX muy alto; largos plazos	Baja madurez; eficiencia media; depende de motores térmicos	Necesita cavernas específicas; eficiencia menor; dependencia geológica
Impacto ambiental	Extracción de litio/cobalto; residuos electroquímicos; riesgo de incendios; baja ocupación territorial	Alto impacto por embalses; alteración de cuencas; efectos paisajísticos; operación con bajas emisiones	Bajo impacto operacional; reutiliza infraestructura térmica; materiales no tóxicos; impactos en fabricación	Impacto moderado; depende de geología; posibles emisiones en CAES diabáticos; mínima intervención en operación

Elaboración propia.

En síntesis, las tecnologías analizadas presentan atributos y limitaciones que responden a distintas condiciones dentro del SEN. Las baterías BESS ofrecen la respuesta más rápida y una integración sencilla, siendo la alternativa más inmediata para estabilizar el sistema en los primeros instantes de una perturbación, aunque están limitadas por su degradación y riesgos térmicos. Las centrales de hidrobombeo se destacan por su enorme capacidad de almacenamiento, estabilidad operativa y vida útil superior, convirtiéndose en la opción más robusta para sostener la reposición del sistema en eventos prolongados, a pesar de sus elevadas inversiones y requerimientos geográficos. Las baterías de Carnot representan una alternativa prometedora para el mediano plazo por su compatibilidad con la descarbonización al reconvertir centrales térmicas y por su capacidad de almacenamiento sin una gran degradación por ciclos. Finalmente, los sistemas CAES aportan almacenamiento de larga duración y la ventaja de operar con maquinaria síncrona capaz de apoyar arranques en negro, aunque dependen de condiciones geológicas específicas. En conjunto, estas tecnologías permiten cubrir distintas fases y necesidades del proceso de recuperación, por lo que sus aportes a la resiliencia del SEN se analizan en detalle en la siguiente sección.

10.3.2. Comparación de resiliencia

El aporte de las tecnologías de almacenamiento a la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional puede evaluarse en base a su comportamiento esperado con los cuatro indicadores representativos de la curva de resiliencia: velocidad de degradación (Φ), magnitud de degradación (Λ), duración del estado de degradación (E) y rapidez de recuperación (Π). Dado que el SEN no cuenta actualmente con instalaciones de estas tecnologías a gran escala, la evaluación se desarrolla de manera cualitativa, con el fundamento en sus características técnicas.

Velocidad de degradación (Φ): La velocidad de degradación representa qué tan rápido cae el desempeño del sistema luego de la perturbación. Lo que ayuda al sistema a prolongar la velocidad de degradación es principalmente contar con un buen sistema de prevención de eventos, combinando una infraestructura de transmisión que sea capaz de resistir fallas parciales en la línea y un buen sistema de coordinación entre los agentes involucrados. En un evento de gran magnitud, la intervención de tecnologías de respaldo es secundaria, ya que su contribución depende de si pueden inyectar potencia antes de que el sistema pierda estabilidad, lo cual está condicionado a que la red permanezca energizada y operativa.

En este sentido, los sistemas BESS presentan el mejor desempeño relativo dentro de este grupo de tecnologías, ya que su tiempo de respuesta de milisegundos permite inyectar potencia casi inmediatamente después de la perturbación. Esto podría suavizar la pendiente de la caída y retardar la pérdida de frecuencia, contribuyendo parcialmente a reducir la velocidad con la que el sistema colapsa. Sin embargo, su aporte sigue siendo limitado, pues para que las BESS puedan actuar es necesario que exista una condición mínima de estabilidad y continuidad en la red, algo que en eventos como el registrado en febrero de 2025 no se cumplió.

Por el contrario, las centrales de hidrobombeo requieren tiempos de sincronización y arranque más extensos, ubicándose en una escala de minutos, lo que las hace ineficaces para intervenir en la fase inicial de una perturbación crítica. Pese a su capacidad de entregar grandes bloques de potencia fija, su aporte sobre la velocidad de degradación es prácticamente inexistente.

En el caso de las baterías de Carnot, los tiempos de respuesta también se encuentran en el rango de minutos debido a la necesidad de iniciar el motor térmico y estabilizar el circuito termodinámico. Esto las excluye de cualquier aporte significativo en la fase inmediata de degradación, por lo que tampoco logran influir en la velocidad con que el sistema pierde funcionalidad tras una

perturbación.

Finalmente, los sistemas CAES pueden responder con rapidez solo si están operando en reserva caliente, condición en la cual pueden alcanzar su potencia objetivo en el orden de segundos. Sin embargo, en su modo normal o en arranque en frío, los tiempos típicos de puesta en marcha se sitúan entre 5 y 10 minutos. Por esta razón, su aporte a la velocidad de degradación depende completamente de su estado operativo previo al evento, y en la mayoría de los escenarios reales, no logran intervenir en los primeros instantes.

En síntesis, aunque BESS ,y en menor medida CAES en reserva caliente, podrían mitigar parcialmente la pendiente inicial de la caída, el comportamiento de la transmisión y la estabilidad sistémica en los primeros segundos siguen siendo los factores que predominan en la velocidad de degradación del SEN.

Magnitud de degradación (Δ): La magnitud de la degradación mide cuánto cae el desempeño del sistema eléctrico inmediatamente después de la perturbación. Está determinada por la potencia disponible durante los primeros segundos del evento y por la capacidad para evitar desconexiones masivas ante caídas bruscas de frecuencia o tensión. En esta fase, el aporte de las tecnologías de almacenamiento depende principalmente de si pueden inyectar potencia antes de que la red entre en estado de colapso.

En este sentido, los BESS son la tecnología con mayor capacidad potencial para reducir la magnitud de la caída inicial, ya que pueden inyectar potencia prácticamente en forma instantánea. Si la red todavía mantiene un mínimo de potencia, los BESS pueden sostener parcialmente la frecuencia y retrasar la desconexión de algunas generadoras. Sin embargo, su aporte está limitado por dos factores: la potencia instalada, que suele ser del orden de decenas a cientos de MW, por

lo que su efecto sistémico es acotado ante eventos de escala nacional; y su dependencia de una referencia de tensión, sin la cual no pueden operar, como ocurrió en el apagón del 25 de febrero de 2025, a menos de que cuenten con la tecnología necesaria para ser grid-forming.

Las centrales de hidrobombeo, debido a sus tiempos de sincronización del orden de minutos, no logran participar en la fase inicial donde se define la magnitud de la degradación. Solo pueden aportar una vez que el sistema ha caído a un estado estable inferior o durante la recuperación posterior, por lo que su impacto en la magnitud de la caída inicial es nulo.

En el caso de las baterías de Carnot, la tecnología tampoco permite inyección inmediata de potencia. Su tiempo de activación de varios minutos impide cualquier influencia sobre la magnitud de la degradación, independientemente de su capacidad instalada. Su aporte se manifiesta únicamente en etapas posteriores, cuando ya se superó el colapso inicial.

Los sistemas CAES, al igual que se justificó para la velocidad de degradación, pueden tener un rol particular dependiendo de su estado operativo. Si la planta se encuentra en reserva caliente, puede entregar potencia en cuestión de segundos, lo que teóricamente podría ayudar a reducir la magnitud de la caída inicial en un evento localizado. Sin embargo, en la mayoría de las configuraciones reales, los CAES no operan en reserva caliente debido a su consumo energético y costos de operación, por lo que sus tiempos de arranque en frío, los cuales son de 5 a 10 minutos, no les permiten aportar a la magnitud inicial de la caída. En consecuencia, su contribución real a este indicador es limitada.

En conjunto, aunque BESS, y en escenarios excepcionales las CAES en reserva caliente, podrían reducir parcialmente la magnitud de la degradación, el comportamiento sistémico en esta etapa temprana sigue determinado principalmente por la estabilidad de la transmisión y la inercia efectiva del sistema previo al evento.

Duración de la degradación (E): Este indicador describe cuánto tiempo permanece el sistema en un nivel de desempeño reducido antes de iniciar su recuperación. Una infraestructura de transmisión estable es clave para evitar que el estado degradado se prolongue, ya que permite mantener interconectadas las zonas del sistema y facilita la inyección de energía desde las unidades disponibles. En este escenario, las tecnologías de almacenamiento cobran relevancia en función de su capacidad para sostener parte de la demanda y entregar potencia firme mientras las centrales generadoras y las líneas de transmisión se restablecen progresivamente.

En este contexto, los sistemas BESS tienen una capacidad limitada para reducir la duración del estado de degradación, ya que su autonomía va de 1 a 4 horas y permitiría sostener la generación solo durante una fracción del tiempo antes de que se recupere la totalidad del sistema. Son efectivos para evitar un mayor deterioro inmediatamente después del colapso, pero si el estado de bajo desempeño se prolonga, la energía almacenada no logra ser suficiente, reduciendo el aporte que puede tener este sistema. En eventos extensos las baterías BESS no logran ser suficientes para reducir significativamente la duración de este estado, sin embargo, pueden servir como una medida inicial para la restauración del sistema para permitir su restauración parcial.

Las centrales de hidrobombeo representan la alternativa con mayor capacidad real para disminuir la duración del estado degradado. Su autonomía, que puede ir desde 6 hasta más de 20 horas dependiendo del tamaño de los embalses, permite entregar potencia firme y estable durante largos periodos. Adicionalmente, su capacidad para sostener la frecuencia y evitar oscilaciones en sistemas debilitados contribuye directamente a acortar el tiempo necesario para restablecer condiciones operativas normales. Esta combinación de gran volumen energético y estabilidad los convierte en la herramienta más robusta para esta fase del evento.

Las baterías de Carnot también poseen un potencial relevante para reducir la duración del

estado degradado, especialmente en escenarios donde se requiere suministro prolongado y estable. Su autonomía depende del tamaño de los tanques térmicos y puede alcanzar varias horas, lo que les permite entregar energía de manera continua sin sufrir degradaciones químicas. Aunque su potencia instantánea es inferior a la de una central de hidrobombeo, su capacidad para sostener flujos energéticos durante largos periodos la posiciona como una alternativa interesante para respaldar la red en la fase intermedia antes del inicio de la recuperación total.

Por último, los sistemas CAES presentan un desempeño más sólido en este indicador. Una vez en operación, pueden entregar potencia durante muchas horas, e incluso decenas de horas, gracias al gran volumen de aire almacenado en cavernas subterráneas. Este suministro prolongado, sumado a su robustez y a su capacidad para operar con turbinas síncronas que estabilizan frecuencia, permite que los CAES sostengan la demanda crítica mientras se reinician generadoras térmicas, hidráulicas o renovables. Si bien su capacidad para aportar en la fase inicial depende de su estado operativo (reserva caliente o arranque en frío), su contribución durante el estado degradado es comparable a la del hidrobombeo, convirtiéndolos en una de las alternativas más efectivas para reducir la duración del estado de degradación.

En síntesis, durante la fase en que el sistema permanece en un estado degradado, el aporte relevante proviene de tecnologías capaces de sostener un nivel mínimo de energía estable por varias horas. En este aspecto, las tecnologías de larga duración como el hidrobombeo y los sistemas CAES destacan por su capacidad de mantener potencias continuas sin degradación significativa. Las baterías de Carnot también pueden apoyar esta etapa cuando disponen de suficiente capacidad térmica, aunque con menor potencia inicial. En cambio, las BESS solo pueden contener el deterioro inmediato debido a su autonomía limitada, por lo que su contribución se restringe a los primeros momentos del estado degradado.

Rapidez de recuperación (II): La rapidez de recuperación es la velocidad con la que el sistema vuelve a su nivel funcional luego de ser superado el estado de degradación. Este indicador depende principalmente de la disponibilidad de potencia firme durante el proceso de reposición, de la estabilidad de frecuencia y de la capacidad de sostener el suministro para satisfacer la demanda mientras se recupera el resto del sistema. En esta etapa, resulta fundamental contar con tecnologías que sean capaces de entregar energía continua y estable.

En este sentido, las baterías BESS aportarían principalmente en la fase inicial de la recuperación. Su rápida capacidad de respuesta permitiría entregar potencia durante los primeros intentos de sincronización de las centrales generadoras. Este apoyo temprano facilita a que los procesos de restauración ocurran en condiciones más controladas, teniendo una base de energía en el sistema. Sin embargo, debido a su reducida capacidad de almacenamiento, las BESS no son capaces de sostener el proceso completo de recuperación cuando este se extiende por varias horas, por lo que su contribución en esta fase es importante solo en el inicio.

Por el contrario, las centrales de hidrobombeo presentan el mayor aporte para mejorar la rapidez de recuperación. Una vez sincronizada, pueden entregar bastante potencia de manera continua, permitiendo sostener parte de la demanda en largos plazos de tiempo mientras se restablece el sistema. Su potencia estable facilita el arranque de centrales de mayor tamaño, evita caídas de frecuencia durante la reposición y mantiene un margen que permite acelerar el proceso de recuperación total. Su capacidad para operar durante largos períodos los convierte en la opción más efectiva para reducir la rapidez de recuperación, especialmente en eventos donde la restauración requiere de tiempos prolongados.

Las baterías de Carnot también pueden contribuir a disminuir la rapidez de recuperación, especialmente en casos donde se necesita energía más estable durante periodos de mediano o largo

plazo. Su autonomía, que se puede extender dependiendo del tamaño de la central, las convierte en una alternativa capaz de sostener la demanda durante la fase de reposición. Aunque su potencia instantánea es menor que la de las centrales de hidrobombeo, su suministro constante permite mantener un nivel adecuado de potencia mientras el sistema se restablece. Sin embargo, su capacidad de aporte en esta etapa se ve condicionada por la capacidad instalada.

Finalmente, los sistemas CAES presentan un desempeño destacado en esta fase, especialmente aquellos equipados con turbinas síncronas capaces de operar en modo grid-forming. Una vez puestos en marcha, pueden entregar potencia firme durante más de 20 horas dependiendo del tamaño de la caverna de almacenamiento. Su combinación de largas autonomías y capacidad para estabilizar frecuencia los convierte en una alternativa sólida para acelerar la recuperación, particularmente en escenarios donde la reposición del sistema requiere extensos periodos de operación estable.

En síntesis, la fase de recuperación requiere tecnologías capaces de entregar potencia firme que permita reactivar unidades generadoras, estabilizar frecuencia y acelerar la reposición del sistema. En esta etapa, el hidrobombeo y los CAES son los más efectivos, ya que pueden operar de manera continua con altos niveles de potencia, facilitando la sincronización del sistema. Las baterías de Carnot pueden contribuir en el restablecimiento prolongado, especialmente cuando se reutilizan turbinas síncronas que aportan estabilidad. En contraste, las BESS cumplen un rol inicial fundamental por su rapidez, pero su capacidad limitada impide que participen de forma significativa en la recuperación completa del sistema.

En conjunto, el análisis de los indicadores de resiliencia muestra que las tecnologías evaluadas aportan de manera diferenciada en cada fase del desarrollo de una interrupción. Las baterías

BESS destacan exclusivamente en las etapas iniciales (tanto en la velocidad como en la magnitud de la degradación) gracias a su respuesta casi instantánea, lo que permite contener el deterioro inmediato del sistema antes de que se produzcan desconexiones generalizadas. No obstante, su autonomía limitada restringe su influencia a los primeros minutos del evento.

Por su parte, el hidrobombeo y los sistemas CAES son las tecnologías que entregan el mayor aporte durante las fases prolongadas del evento, ya que su capacidad de almacenamiento de larga duración y su potencia firme permiten sostener el sistema durante el estado degradado y acelerar de manera significativa la recuperación una vez iniciada la reposición. Estas características los convierten en los elementos más relevantes para mejorar tanto la duración del estado degradado (*E*) como la rapidez de recuperación (*II*), especialmente en eventos de gran magnitud.

Las baterías de Carnot, si bien presentan menor potencia instantánea y aún se encuentran en etapas de madurez intermedia, pueden contribuir en ambas fases prolongadas del evento cuando disponen de suficiente capacidad térmica, particularmente en configuraciones que reutilizan turbinas síncronas y, por ende, aportan estabilidad al proceso de reposición.

En síntesis, ninguna tecnología por sí sola permite fortalecer todas las etapas de la respuesta ante perturbaciones severas. La resiliencia del sistema eléctrico se maximiza mediante un portafolio complementario donde las BESS contengan el deterioro inmediato, las tecnologías de larga duración sostengan el sistema durante el estado degradado y aceleren la recuperación, y alternativas como las baterías de Carnot aporten flexibilidad adicional en escenarios de transición energética.

10.4. Propuesta de implementación

La evaluación técnica y de resiliencia realizada en capítulos anteriores evidencia que el SEN requiere una estrategia de respaldo que no dependa de una única tecnología, sino de una combinación que permita responder tanto en los primeros segundos de una falla como en las horas posteriores al evento. Considerando la alta participación de energías renovables variables, la vulnerabilidad ante interrupciones en la transmisión y el riesgo permanente asociado a la sismicidad del país, resulta fundamental avanzar hacia un sistema que sea capaz de contener perturbaciones de forma autónoma y mantener operativas las zonas críticas incluso cuando la red pierde su interconexión.

En este contexto, la presente propuesta de implementación define un conjunto de etapas progresivas de acciones orientadas a fortalecer la resiliencia operativa del SEN. Estas acciones abordan desde la respuesta inmediata ante fallas hasta la recuperación de mediano y largo plazo, donde tecnologías de gran capacidad como hidrobombeo, CAES y baterías de Carnot pueden aportar estabilidad sostenida. Asimismo, se incorpora un enfoque territorial que reconoce que la resiliencia del sistema no depende exclusivamente de la reposición total del SEN, sino de la capacidad de mantener operativas islas estratégicas que aseguren la continuidad del suministro esencial.

El objetivo de esta propuesta es avanzar hacia un sistema eléctrico más robusto, flexible y capaz de enfrentar eventos extremos sin llegar a colapsos totales en el sistema. Para ello, se plantean etapas que combinan planificación, fortalecimiento regulatorio e implementación de infraestructura de almacenamiento, priorizando las tecnologías y medidas que ofrecen el mayor impacto en la estabilidad del sistema.

10.4.1. Etapa 1 (0-5 años): Fortalecimiento de la respuesta inmediata y preparación para la operación por islas

La primera etapa está orientada a reforzar la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional para enfrentar los primeros instantes posteriores a una perturbación que resulte crítica, donde se identifique si se puede contener la falla de forma local o si llega a ser un colapso sistémico. En los primeros instantes, la resiliencia depende principalmente de la potencia disponible en el momento, la estabilidad de la frecuencia y la capacidad del sistema para cambiar su configuración momentáneamente en islas eléctricas estables para la contención de la falla.

Dada la configuración actual del SEN, la cual está caracterizada por una alta presencia de ERNCs, una sobregeneración de energía en el norte del país y alta congestión en la transmisión de esta hacia el sur, esta etapa busca priorizar las tecnologías que sean capaces de entregar una respuesta inmediata y buscar acciones que permitan sostener ciertas zonas críticas incluso si se producen islas en el sistema.

Análisis de islas críticas: Como paso inicial, se propone realizar un estudio para identificar las “islas críticas” del SEN, las cuales se podrían identificar como sectores de la red que tenderían a desconectarse ante fallas en el sistema de transmisión. Este diagnóstico debe incluir sectores donde se encuentren servicios básicos, centros urbanos grandes e industrias esenciales.

Por cada isla se debe analizar:

- La demanda mínima a sostener para evitar un colapso.
- La generación de potencia firme disponible.
- La cantidad de ERNCs instalada y su variabilidad.

- El nivel de almacenamiento necesario para cubrir al menos las primeras horas tras la separación.

Este estudio tiene dos objetivos principales: tener una dimensión clara del almacenamiento necesario por zona y priorizar los nodos donde se debe instalar equipos que estabilicen el voltaje y frecuencia. En un país altamente sísmico como Chile, este enfoque se vuelve indispensable, ya que una separación en el sistema podría ocurrir incluso por desastres naturales.

Instalación de BESS en islas críticas: Una vez identificadas las islas y nodos críticos, se debe iniciar con la incorporación de sistemas de almacenamiento. La tecnología más relevante para la primera etapa son los sistemas BESS que estén configurados con inversores grid-forming, ya que son los únicos capaces de aportar en los primeros segundos después de una perturbación. Además de su aporte energético, su relevancia está en su capacidad de generar frecuencia y voltaje aún cuando se ha perdido la coordinación en la red.

De esta forma, las BESS con grid-forming permitirían:

- **Reducir la velocidad de degradación:** Podrían intervenir antes de que las líneas se desconecten automáticamente, evitando una mayor inestabilidad en el inicio del evento y que escale a un colapso completo del sistema.
- **Ser referencia para islas eléctricas:** Sin una referencia clara de frecuencia y voltaje, una isla podría colapsar en cosa de segundos, tal como se evidenció el 25 de febrero de 2025. Los BESS con grid-forming y con alta capacidad instalada podrían sostener una isla mientras se sincronizan unidades más grandes, como hidroeléctricas.
- **Entregar soporte de frecuencia:** La caída de frecuencia en una isla eléctrica se puede dar

en pocos segundos, por esto, una tecnología que puede intervenir en este intervalo es una BESS con convertidores rápidos.

Además, la instalación de estas baterías no requiere de condiciones geográficas particulares y puede realizarse en terrenos existentes de centrales intermedias, lo que reduce su tiempo de incorporación. Para aumentar su impacto, en esta etapa se deben establecer los estándares para su operación, tales como su capacidad de inicio en blackout, el funcionamiento autónomo en una isla, control de frecuencia y su participación como sistema de almacenamiento.

Establecimiento de protocolos: La primera etapa de modificaciones en el SEN no se limitaría a la instalación de tecnologías, sino que también requiere de cambios en los protocolos y planificación ante fallas. Entre las acciones a tomar están:

- Definir cantidades mínimas de almacenamiento por región según su criticidad.
- Establecer protocolos de separación intencional de islas para evitar el colapso total del sistema.
- Incorporar BESS con grid-forming dentro del plan de arranque en negro.
- Realizar simulaciones y simulacros en el que se practique el Plan de Recuperación del Servicio de forma anual.

De esta forma las inversiones se traducirían en una capacidad de respuesta real del SEN y no en infraestructura desconectada e inútil en la operación.

En conjunto, esta primera etapa plantea una base para tener un pequeño fortalecimiento en la resiliencia del SEN. Se combina un análisis del sistema en su totalidad para descubrir cuáles

son las vulnerabilidades de este, con la instalación de BESS capaces de iniciar un arranque en blackout en zonas críticas y la implementación de nuevos protocolos que permitan sostener las islas durante perturbaciones de gran magnitud. Con esto, el sistema estaría mejor preparado para reducir la velocidad y magnitud de la degradación y evitar colapsos generales, asegurando al menos la continuidad parcial del suministro.

10.4.2. Etapa 2 (5-15 años): Incorporación del almacenamiento de larga duración y restauración de la estabilidad en el sistema

La segunda etapa está orientada al fortalecimiento de la capacidad de almacenamiento del SEN con el objetivo de sostener el suministro eléctrico durante perturbaciones prolongadas luego de superar los primeros minutos de esta. En esta etapa no se busca evitar el colapso inicial (función de la etapa 1), sino que se busca garantizar que el sistema logre permanecer operativo durante horas, evitando una mayor degradación que complique la recuperación total del sistema.

En esta etapa resulta clave asegurar que las islas identificadas previamente cuenten no solo con la potencia firme y referencia necesarias para soportar los primeros segundos, sino también con energía suficiente para mantener servicios esenciales, evitar caídas de frecuencia prolongadas y soportar la demanda crítica mientras se restablecen generadoras o líneas de transmisión.

Priorización zonal para almacenamiento de larga duración: El primer paso consiste en definir dónde resulta más urgente y eficiente la instalación de las tecnologías de almacenamiento de larga duración. Esta priorización debe tener como base:

- Las islas críticas identificadas en la etapa 1.
- Las zonas del país con déficit de energía firme.

- Regiones con mayor presencia de ERNC y con poca capacidad instalada de almacenamiento.
- Áreas que podrían quedar aisladas tras una falla.
- Zonas con mayor presencia de servicios básicos.

De esta forma se busca establecer un “mapa de almacenamiento de larga duración” que especifique dónde es indispensable instalar tecnología de almacenamiento para sostener la operación luego de una falla.

Esta decisión zonal es fundamental ya que tecnologías como el hidrobombeo o el CAES requieren de altos costos de instalación y necesitan de terrenos específicos, por lo que su instalación debe ser en zonas donde su impacto sea más significativo.

Implementación de tecnologías de almacenamiento de larga duración: Una vez definidas las zonas prioritarias, se debe realizar la instalación progresiva de tecnologías capaces de entregar potencia firme durante varias horas:

a. Centrales de hidrobombeo: El hidrobombeo sería el pilar principal de esta etapa por su gran capacidad de almacenamiento y su estabilidad en la operación. Sus características son claves ante perturbaciones de larga duración:

- Entregar un soporte de frecuencia en las islas por periodos prolongados.
- Entregar potencia firme para el posterior arranque de generadoras de mayor tamaño.
- Actuar como potencia base y estable mientras se restablecen las líneas.

Dado el alto costo de esta tecnología y la necesidad de una zona geográfica específica para su instalación, los proyectos se deben priorizar en la zona centro-sur donde existan desniveles

naturales y disponibilidad de agua, minimizando los impactos ambientales y los costos de infraestructura.

b. Sistemas CAES: El almacenamiento por aire comprimido puede funcionar de forma complementaria o reemplazar parcialmente la tecnología de hidrobombeo en aquellas zonas donde esta última sea imposible de instalar o donde existan cavernas, minas abandonadas o formaciones que se adecúen a los requisitos que trae consigo. Las ventajas que trae esta tecnología son:

- Alta estabilidad y potencia firme.
- Arranques rápidos cuando se mantiene en reserva caliente.
- Capacidad para operar en modo grid-forming cuando se utilizan turbinas síncronas.

Su incorporación permitiría tener una diversificación de tecnologías de larga duración, reduciendo la dependencia a las centrales hidroeléctricas.

c. Baterías de Carnot: La reconversión de centrales térmicas en desuso a baterías de Carnot permitiría la reutilización de la infraestructura existente, para así mantener los componentes mecánicos y conexiones con la transmisión. Su rol en esta etapa es de:

- Entregar almacenamiento térmico de larga duración y sin mayor degradación por cada ciclo.
- Reemplazar parte de la potencia firme perdida por el retiro de las centrales a carbón.
- Entregar potencia estable durante la recuperación del sistema.

Aunque la madurez de esta tecnología es menor, tienen su valor gracias a su capacidad para

entregar una frecuencia estable y por ser una alternativa muy interesante ante la descarbonización.

Trabajos de coordinación y estándares para la recuperación ante fallas críticas: El éxito de esta etapa no depende solo de la inversión en infraestructura física, sino también del establecimiento de un marco operativo que integre el almacenamiento de larga duración en la recuperación del sistema. Lo que debe incluir este marco es:

- Definir la capacidad mínima requerida de potencia firme por cada región.
- Establecer un plan de distribución de la energía proveniente de las tecnologías de respaldo durante emergencias.
- Diseñar una estrategia de reposición del sistema partiendo por islas eléctricas.
- Establecer al hidrobombeo y al CAES como tecnologías permanentes en el plan de recuperación partiendo de blackout.
- Trabajar con simulaciones específicas de reposición ante bajas de potencia prolongadas en los simulacros anuales de recuperación.

Este aspecto administrativo resulta importante para evitar que las tecnologías instaladas no sean utilizadas para su propósito o que no tengan un rol claro durante los eventos reales.

En síntesis, la segunda etapa consolidaría la transición desde un sistema resiliente basado en la respuesta inmediata hacia uno basado en la continuidad y estabilidad del suministro de forma prolongada. La combinación de las tecnologías de hidrobombeo, CAES y baterías de Carnot, permitirían sostener las islas críticas por varias horas, estabilizar la frecuencia y acelerar la reposición

del sistema ante interrupciones de gran magnitud. A diferencia de la primera etapa, esta no busca la contención del impacto, sino la garantización de que el sistema se mantenga operativo mientras se recuperan las centrales de generación principales y se restablece la interconexión del sistema.

10.4.3. Etapa 3 (15–30 años): Consolidación estructural del almacenamiento y transición hacia un SEN resiliente y descarbonizado

La tercera y última etapa corresponde al horizonte de largo plazo y tiene como propósito la consolidación de un sistema eléctrico con una fuerte resiliencia en la red, autonomía por zonas y una matriz idealmente descarbonizada, ya que se cumplirían los plazos de descarbonización propuestos para 2050. Mientras las etapas anteriores buscaban la respuesta rápida (Etapa 1) y la capacidad de sostener el sistema en el estado de degradación (Etapa 2), en esta etapa se busca asegurar que el SEN tenga una infraestructura permanente que sea capaz de enfrentar perturbaciones críticas y entregar un suministro eléctrico estable en todo el país.

En este periodo se busca dejar las soluciones “parche” y avanzar hacia una red robusta que contemple el almacenamiento energético como parte importante de la planificación, en conjunto con la reconversión de la infraestructura y estandarización de inversores grid-forming a nivel nacional.

Integración del almacenamiento en la operación y planificación: El primer objetivo de esta etapa es asegurar que el almacenamiento deje de funcionar complementariamente y que sea incorporado en la operación como un componente base del sistema. Esto implica:

- Crear un plan nacional de almacenamiento con metas obligatorias por zonas y por horizonte temporal.

- Definir reservas mínimas de energía firme provenientes de BESS, hidrobombeo, CAES y baterías de Carnot.
- Incorporar el almacenamiento como infraestructura esencial, al mismo nivel que la generación.
- Establecer un método de valorización económica que reconozca el aporte de los sistemas de almacenamiento a la resiliencia.

Esta planificación permitiría que el SEN cuente con un respaldo energético distribuido, capaz de amortiguar perturbaciones sin generar riesgos en el sistema.

Reconversión de todas las centrales térmicas retiradas: Esta etapa coincide con la fase final de la carbono neutralidad planificada para el SEN, lo que abre la oportunidad de aprovechar la infraestructura de las centrales térmicas que queden fuera de operación para reforzar la resiliencia del sistema mediante:

- Reconversión de las centrales térmicas a baterías de Carnot utilizando toda la infraestructura consigo.
- Instalación de BESS en terrenos que queden desocupados tras la descarbonización aprovechando las conexiones con la transmisión existentes.

Esta reutilización de infraestructura reduciría significativamente el costo de inversión, evita el abandono de infraestructura potencialmente utilizable y permite que zonas que dependen actualmente de la generación térmica mantengan su robustez bajo un sistema descarbonizado.

Fortalecimiento de la transmisión como aporte a la resiliencia: Para que un sistema se mantenga resiliente, no puede depender exclusivamente del almacenamiento. El fortalecimiento de la transmisión se debe abordar desde el punto de vista de la resiliencia:

- Desarrollo de líneas de transmisión que permitan la redundancia, evitando depender únicamente de una línea crítica.
- Consideración de riesgos sísmicos, incorporando la operación en forma de islas y buscando líneas alternativas en caso de fallas.

De esta forma se busca una red de transmisión más robusta que complemente directamente la capacidad de grid-forming de los sistemas de almacenamiento.

Establecer grid-forming como estándar: Llegando a esta etapa, el objetivo es que todas las unidades de almacenamiento de energía de gran escala que se incorporen operen obligatoriamente en modo grid-forming, y que progresivamente las unidades existentes se conviertan a esta capacidad. Esto permitiría:

- Mantener la estabilidad durante la separación de las islas.
- Facilitar la reposición del suministro sin necesidad de generadores síncronos.
- Reducir la dependencia a la generación convencional para el soporte de la frecuencia.
- Incorporar nuevas ERNC sin perjudicar la estabilidad del sistema.

De esta forma, el país tendrá un sistema donde la mantención de la estabilidad no recaiga en centrales convencionales, sino en el sistema de almacenamiento.

Desarrollo de un sistema de control automático: La búsqueda de un sistema de almacenamiento distribuido solo puede alcanzar su potencial si la red cuenta con sistemas de control que permitan:

- Coordinación automática entre las unidades de almacenamiento.
- Respuesta ante contingencias sin intervención humana.
- Distribución automática de la potencia para sostener las islas.
- Priorización de zonas críticas según los protocolos establecidos.
- Incorporación de herramientas de pronóstico a las ERNC para anticipar riesgos.

De esta forma, el SEN se convertiría en un sistema autoadaptativo, capaz de responder ante una perturbación sin la necesidad de decisiones o acciones humanas.

De esta forma, la tercera etapa consolidaría la transición del sistema a uno altamente resiliente, con un sistema de almacenamiento integrado en la operación normal, con una infraestructura apta para responder ante fallas y con tecnologías capaces de mantener y reponer el sistema eléctrico. A diferencia de las etapas anteriores, su enfoque es instalar una infraestructura donde el sistema sea capaz de absorber, adaptarse y recuperarse ante perturbaciones de gran magnitud.

Con esta etapa, Chile se posicionaría al año 2050 como un sistema eléctrico moderno, descarbonizado y robusto, capaz de responder ante fallas técnicas como a desastres naturales gracias a una combinación de tecnologías de almacenamiento, infraestructura de transmisión robusta y un sistema de control avanzado.

La propuesta de implementación planteada se estructura en tres etapas progresivas que permiten fortalecer la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional considerando diferentes horizontes temporales. Cada etapa responde a un aspecto específico de la resiliencia ante una perturbación: contención rápida, sostenimiento durante el estado degradado y la recuperación del sistema.

La primera etapa (0-5 años) se enfoca en el reforzamiento de la respuesta inmediata del SEN mediante la identificación de islas críticas y la instalación de BESS con inversores grid-forming gracias a su bajo costo y facilidad de instalación. Esta fase prioriza tecnologías de alta velocidad de respuesta buscando evitar que una interrupción local escale a un colapso general. La preparación para la operación en forma de islas y el establecimiento nuevos protocolos de emergencia permiten mejorar la estabilidad y asegurar la continuidad del suministro en sectores prioritarios.

La segunda etapa (5-15 años) busca la incorporación de tecnologías de almacenamiento de larga duración (principalmente hidrobombeo y CAES) para sostener prolongadamente el sistema durante una perturbación. Estas tecnologías permiten entregar potencia firme por varias horas, buscando reducir la duración del estado de degradación y facilitando que el sistema se mantenga operativo mientras se realiza la recuperación total. Esta etapa también incorpora un criterio de planificación que posiciona al almacenamiento como una parte esencial y no solo complementaria.

Finalmente, la tercera etapa (15-30 años) está orientada a consolidar una infraestructura eléctrica resiliente y alineada con el plan de descarbonización del país. Para ello, se busca la integración del sistema de almacenamiento dentro de la operación y planificación del SEN, la reconversión total de las centrales térmicas, el fortalecimiento del sistema de transmisión y el establecimiento del grid-forming como un estándar. Esta etapa transforma al SEN en un sistema capaz de operar con autonomía, estabilidad y capacidad de adaptación frente a perturbaciones críticas.

En conjunto, las tres etapas conforman una hoja de ruta que permite llegar desde soluciones rápidas hasta una transformación estructural del sistema eléctrico. La combinación de tecnologías electroquímicas, mecánicas y térmicas junto con mejoras en la transmisión, coordinación y planificación posicionan al SEN como un ejemplo de fortalecimiento progresivo, asegurando que Chile cuente con un sistema eléctrico moderno, resiliente y capaz de enfrentar contingencias de gran magnitud.

11. Conclusiones

Esta investigación tuvo como propósito analizar de qué manera las tecnologías de almacenamiento pueden fortalecer la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional en un contexto de descarbonización acelerada e incorporación de las ERNC. A partir del diagnóstico del sistema, el estudio del apagón del 25 de febrero de 2025, la revisión de indicadores de resiliencia y la evaluación de distintas tecnologías de respaldo, fue posible identificar las vulnerabilidades del SEN y proponer una hoja de ruta para mejorar su capacidad de respuesta ante perturbaciones críticas.

El diagnóstico del SEN mostró que la descarbonización ha cambiado significativamente la estructura de generación, reduciendo la presencia de centrales térmicas y aumentando la dependencia de la generación fotovoltaica concentrada en el norte del país. Aunque el sistema opera de manera confiable en condiciones normales, su capacidad para enfrentar eventos críticos es limitada. El apagón del 25 de febrero de 2025 lo evidenció claramente, al presentar una caída casi instantánea del sistema y una recuperación total que tomó más de 24 horas.

El análisis de métricas internacionales reveló que muchas de ellas están orientadas a la confiabilidad más que a la resiliencia. Por ello, los indicadores basados en la curva de resiliencia permitieron describir de forma más precisa el comportamiento del SEN ante la falla, identificando el aporte esperado de distintas tecnologías en cada etapa de degradación y recuperación.

La evaluación comparativa de tecnologías mostró que ninguna puede fortalecer la resiliencia del sistema por sí sola, pero su implementación en conjunto sí permite mejorarla. Las BESS destacan por su respuesta instantánea y su capacidad de operar en modo grid-forming, siendo críticas en los primeros segundos del evento. Las tecnologías de almacenamiento de larga duración, como el hidrobombeo y el CAES, muestran ser las más efectivas para sostener el suministro du-

rante la fase degradada y acelerar la recuperación gracias a su capacidad de entregar potencia firme durante varias horas. Las baterías de Carnot, aunque tienen menor madurez, ofrecen un potencial relevante al reutilizar infraestructura térmica existente y aportar almacenamiento de mediana duración.

Con base en estos resultados se formuló una propuesta de implementación en tres etapas: (I) instalación de BESS para el fortalecimiento de la respuesta rápida y preparación del SEN para operar en islas; (II) incorporación progresiva de almacenamiento de larga duración para sostener el suministro durante interrupciones prolongadas; y (III) consolidación de un sistema de almacenamiento integrado a la operación y planificación del SEN y automatización operativa. Esta hoja de ruta permite avanzar hacia un sistema más robusto, flexible y preparado para responder a perturbaciones severas.

En conclusión, la resiliencia del SEN debe incorporarse como un eje explícito en la planificación energética. La combinación de tecnologías de almacenamiento, el desarrollo de normativas que incentiven su implementación y la preparación del sistema para la operación por islas representan pasos fundamentales para fortalecer la seguridad energética del país. Aunque futuras investigaciones podrían evaluar de manera más detallada los beneficios económicos y operativos de cada etapa, los resultados de este estudio muestran que estas medidas permitirían avanzar hacia un SEN más resiliente y alineado con los objetivos de carbono neutralidad al 2050.

12. Limitaciones

Las limitaciones de este estudio se relacionan principalmente con el alcance metodológico definido, la disponibilidad de datos y el hecho de que algunas de las propuestas son conceptuales, por lo que no se logra concluir que sean realmente viables.

En primer lugar, el análisis se centró exclusivamente en la generación de energía del SEN, dejando fuera el estudio detallado de las redes de transmisión y distribución. Si bien se reconocieron como elementos fundamentales para el estudio de la resiliencia del sistema, su incorporación habría requerido la utilización de modelos y análisis de flujos de potencia, lo cual se escapa del objetivo principal del estudio. Como consecuencia, la evaluación de resiliencia se basó en el comportamiento del sistema en general y no en aspectos específicos del comportamiento de las redes.

En segundo lugar, el estudio se basó en un análisis cualitativo y comparativo sobre el aporte potencial de las tecnologías de almacenamiento seleccionadas. No se realizó una modelación del SEN, ni una simulación de la respuesta ante contingencias ni una evaluación cuantitativa del desempeño de cada tecnología frente a perturbaciones reales. Por lo tanto, los resultados no presentan predicciones numéricas del comportamiento del sistema (como potencia, frecuencia, entre otros), sino una evaluación conceptual que se fundamenta en la evidencia técnica y experiencias internacionales.

Asimismo, se optó por no incluir un análisis económico de las tecnologías consideradas. Esto implica que no se evaluaron costos de inversión, operación, mantenimiento, ingresos esperados, ni la factibilidad económica de las alternativas ni del plan propuesto. Al omitir este componente se limitó la capacidad de priorizar los proyectos en función de su costo-beneficio, aunque permitió enfocarse exclusivamente en los aspectos técnicos que se asocian a la resiliencia.

Otra limitación importante es que la evaluación de la resiliencia del SEN se basó en un único evento crítico, el cual fue el apagón del 25 de febrero de 2025, debido a la falta de información sobre eventos pasados de similar magnitud. Si bien ese es un caso representativo, no necesariamente refleja todos los tipos de fallas posibles en el sistema ni el comportamiento esperado ante estos problemas. El análisis de múltiples eventos habría mejorado la comprensión de la vulnerabilidad del SEN y así evidenciar patrones comunes en las fallas.

Finalmente, la propuesta de implementación desarrollada constituye una hoja de ruta conceptual, cuya aplicabilidad depende de ciertas decisiones regulatorias, disponibilidad de información y futuros desarrollos tecnológicos. Algunas de las incertidumbres respecto a la aplicabilidad de la propuesta son la transición hacia inversores grid-forming, el estudio e implementación de los sistemas CAES y la reconversión efectiva de centrales térmicas a baterías de Carnot, por lo que se limita la capacidad de tener una proyección certera de su implementación en el corto o mediano plazo.

13. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos y considerando las limitaciones del estudio, se presentan las siguientes recomendaciones orientadas a fortalecer la resiliencia del Sistema Eléctrico nacional frente a perturbaciones críticas y a tener una transición energética segura.

- 1. Incorporación de la resiliencia en la planificación del SEN:** La planificación del sistema actualmente se basa en criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia, lo que deja de lado el análisis de resiliencia. Se recomienda que la planificación de largo plazo integre métricas basadas en la curva de resiliencia, permitiendo evaluar no solo la probabilidad de las fallas, sino también la capacidad del sistema para resistirlas y recuperarse. Esto resulta importante debido a que Chile es un país propenso a sufrir por desastres naturales, por lo que se necesita un sistema eléctrico resiliente.
- 2. Realizar estudios para operar en islas e identificación de zonas vulnerables:** El análisis del apagón mostró que la capacidad de operar por islas puede evitar un colapso total en el sistema. Se recomienda realizar estudios que identifiquen islas críticas, su capacidad mínima requerida, la capacidad instalada, requerimientos de almacenamiento, entre otros aspectos técnicos. Esta información permitirá priorizar inversiones y trabajar en el fortalecimiento de las islas críticas.
- 3. Instalación de sistemas BESS con capacidad de grid-forming:** Las BESS, tal como se demostró en el estudio, son la única tecnología capaz de intervenir en los primeros segundos de una perturbación. Se recomienda su instalación en zonas de alta criticidad, integrarlas en el Plan de Recuperación del Servicio partiendo de un blackout y definir los requisitos mínimos de desempeño grid-forming para nuevos proyectos.

- 4. Desarrollo e implementación de almacenamiento de larga duración:** Para fortalecer la capacidad de recuperación del sistema, se recomienda priorizar proyectos de hidrobombeo y almacenamiento por aire comprimido. Se sugiere identificar las zonas geográficas en las que podrían ser instaladas, desarrollar estudios de factibilidad técnica y estudiar modelos de financiamiento para facilitar su ejecución. Además, estas tecnologías podrían ayudar enormemente a la descarbonización del sistema eléctrico.
- 5. Evaluar la reconversión de las centrales térmicas en sistemas de almacenamiento:** Ante el eventual cierre de las centrales térmicas, se podrían instalar baterías de Carnot o utilizar el terreno para la instalación de otros tipos de sistemas de almacenamiento. Se recomienda realizar estudios para identificar aquellas centrales que podrían ser reconvertidas. Esto ayudaría además a evitar problemas sociales debido al cierre de centrales que son el eje económico de algunos pueblos.
- 6. Trabajar en los protocolos ante fallas de gran magnitud:** En el estudio se evidenció que, a pesar de existir un Plan de Recuperación del Servicio establecido, este no se logró seguir ante la falla de gran magnitud. Por esto, se recomienda establecer un protocolo que incorpore un paso a paso ante una falla crítica, idealmente en base a separaciones intencionales por islas, simulacros de eventos y la incorporación de las tecnologías de respaldo en el procedimiento.
- 7. Desarrollar incentivos para la incorporación de almacenamiento:** La incorporación de tecnologías de almacenamiento requiere de un marco regulatorio que reconozca su aporte al sistema. Se recomienda:

 - Definir una categoría regulatoria específica para el almacenamiento, que esté separada

de la generación y transmisión.

- Establecer incentivos económicos para la instalación de sistemas de almacenamiento.
- Incorporar tarifas para la remuneración de la potencia firme entregada por los sistemas de almacenamiento.

El establecimiento de un marco normativo claro podría acelerar la inversión de estas tecnologías para lograr que cumplan un rol en la modernización del sistema eléctrico.

- 8. Fomentar investigaciones futuras:** Se recomienda avanzar en simulaciones de perturbaciones críticas en el SEN, analizar el costo-beneficio de las alternativas, evaluar los riesgos asociados a la instalación de cada tecnología y realizar estudios sísmicos aplicados al almacenamiento de gran escala.

Referencias

Agencia Internacional de Energía (2025). Emisiones globales de co2 procedentes de la combustión de energía y los procesos industriales y su cambio anual, 1900-2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-from-energy-combustion-and-industrial-processes-and-their-annual-change-1900-2023>.

Ankit A., Liu Z., Miles S., y Choe Y. (2021). U.s. power resilience for 2002–2017.

Batschke N. y Basualdo M. (2025). Chile sufre apagón de luz masivo en varias regiones que paraliza servicios y genera momentos de caos. *Los Angeles Times*. <https://www.latimes.com/espanol/internacional/articulo/2025-02-25/chile-sufre-apagon-de-luz-masivo-en-varias-regiones-que-paraliza-servicios-y-genera-momentos-de-caos>.

BioBioChile (2024). Cerro dominador: la 1° planta termosolar de a. latina que está en chile y no opera porque se averió. <https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/actualidad-economica/2024/06/28/cerro-dominador-la-1o-planta-termosolar-de-a-latina-que-esta-en-chile-y-no-opera-porque-se-averio.shtml>.

BNamericas (2025). Chile entra en la era de la tecnología formadora de redes. Recuperado el 30 de noviembre de 2025, de <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/chile-entra-en-la-era-de-la-tecnologia-formadora-de-redes>.

Carreño C. (2015). ¿Qué desafíos enfrentan las energías renovables no conven-

cionales? <https://www.uc.cl/noticias/ique-desafios-enfrentan-las-energias-renovables-no-convencionales/>.

CEN (2020). Webinar analizó la reconversión de centrales térmicas a carbón a unidades de almacenamiento de energías renovables. <https://www.coordinador.cl/novedades/webinar-analizo-la-reconversion-de-centrales-termicas-a-carbon-a-unidades-de-almacenamiento-de-energias-renovables/>.

CGE Transmisión (s.f.). Quiénes somos. Recuperado el 23 de octubre de 2025, de <https://www.cgetransmision.cl/quienes-somos/>.

Climate Technology Centre and Network (CTC-N) (s.f.). Compressed air energy storage (caes). Recuperado el 28 de noviembre de 2025, de <https://www.ctc-n.org/technologies/compressed-air-energy-storage-caes>.

Comisión Nacional de Energía (2024). Reporte energía abierta ciudadana: Almacenamiento. https://www.cne.cl/documento/RCiudadano_v202408.pdf.

Comisión Nacional de Energía (2025). Estudio para análisis de falla eaf 089/2025: Desconexión forzada de la línea 2x500 kv nueva maitencillo - nueva pan de azúcar.

Coordinador Eléctrico Nacional (2017). Norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (sen).

Coordinador Eléctrico Nacional (2025a). Estudio de plan de recuperación de servicio.

Coordinador Eléctrico Nacional (2025b). Información respecto de la situación del sistema eléctrico nacional. Recuperado el 18 de noviembre de 2025, de https://www.cne.cl/documento/RCiudadano_v202408.pdf.

[//www.coordinador.cl/novedades/informacion-respecto-de-la-situacion-del-sistema-electrico-nacional/](http://www.coordinador.cl/novedades/informacion-respecto-de-la-situacion-del-sistema-electrico-nacional/).

Coordinador Eléctrico Nacional (2025c). Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (ntsycs).

Coordinador Eléctrico Nacional (2025d). Reporte anual de desempeño del sistema eléctrico nacional (art. 72°-15, ley 20.936).

Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.a). Costo marginal real. Recuperado el 6 de noviembre de 2025, de <https://www.coordinador.cl/costos-marginales/>.

Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.b). Demanda real. Recuperado el 6 de noviembre de 2025, de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>.

Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.c). Generación real. Recuperado el 6 de noviembre de 2025, de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>.

Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.d). Sistema eléctrico nacional. Recuperado el 22 de octubre de 2025, de <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>.

COPA-DATA (s.f.). Soluciones de almacenamiento de energía en baterías con zenon. Recuperado el 08 de octubre de 2025, de <https://www.copadata.com/es/industrias/energia-infraestructura/energy-insights/soluciones-almacenamiento-energia-baterias-con-zenon/>.

Decreto N° 4 de 2007 [con fuerza de ley] (2007). Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos. Diario Oficial de la República de Chile.

Dumont O., Frate G. F., Pillai A., Lecompte S., De paepe M., y Lemort V. (2020). Carnot battery technology: A state-of-the-art review. *Journal of Energy Storage*, 32:101756.

E.DSO (2024). Position paper: Climate resilience metrics for electricity grids.

Electric Power Research Institute (2002). Handbook of energy storage for transmission or distribution applications. Technical Report 1007189, EPRI, Palo Alto, CA.

Enel X (s.f.). ¿qué es la resiliencia energética? Recuperado el 27 de agosto de 2025, de <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-is-energy-resilience>.

EnergyLab (s.f.). Programa bess chile. <https://www.energylab.cl/programa-bess-chile.html>.

Enlight (2025). Bess: qué son y cómo funcionan. Recuperado el 20 de noviembre de 2025, de <https://www.enlight.mx/blog/bess-que-son-y-como-funcionan>.

Erker S., Stangl R., y Stoeglehner G. (2017). Resilience in the light of energy crises – part i: A framework to conceptualise regional energy resilience. *Journal of Cleaner Production*, 164.

Fuchs G., Lunz B., Leuthold M., y Sauer D. U. (2015). Chapter 7 - overview of nonelectrochemical storage technologies. En Moseley P. T. y Garche J., editores, *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, pp. 89–102. Elsevier, Amsterdam.

Generadoras de Chile (s.f.). Generación eléctrica en Chile. Recuperado el 22 de octubre de 2025, de <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/>.

Haimes Y. Y. (2009). On the definition of resilience in systems. *Risk Analysis*, 29(4):498–501.

Homer J. S., Lippert A. A., Tapio R., Boenker K. M., Oikonomou K., y Corsair H. J. (2022). Considerations for resilience guidelines for clean energy plans (pnnl-33277). Technical report, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, Estados Unidos.

Hosseini S., Barker K., y Ramirez-Marquez J. E. (2016). A review of definitions and measures of system resilience. *Reliability Engineering System Safety*, 145:47–61.

IEA (2024). *Batteries and Secure Energy Transitions*. International Energy Agency, Paris. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>.

IEEE (2012). Ieee guide for electric power distribution reliability indices. *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)*, pp. 1–43.

IPCC (2014). Cambio climático 2014: Informe de síntesis. contribución de los grupos de trabajo i, ii y iii al quinto informe de evaluación del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático [equipo principal de redacción, r.k. pachauri y l.a. meyer (eds.)]. IPCC, Ginebra, Suiza, 157 págs.

Kaabeche A., Belhamel M., e Ibtouen R. (2011). Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2):1214–1222.

Kanase-Patil A., Saini R., y Sharma M. (2011). Sizing of integrated renewable energy system

based on load profiles and reliability index for the state of uttarakhand in india. *Renewable Energy*, 36(11):2809–2821.

Khatib T., Ibrahim I. A., y Mohamed A. (2016). A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, 120:430–448.

Legacy M. R., Van Wyk E., y Brinkerhoff J. (2024). Pumped hydro energy storage: A multi-reservoir continuous supply hydroelectric generation and storage system. En *2024 IEEE Electrical Energy Storage Application and Technologies Conference (EESAT)*, pp. 1–4.

Lian J., Zhang Y., Ma C., Yang Y., y Chaima E. (2019). A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. *Energy Conversion and Management*, 199:112027.

Lin Y., Bie Z., y Qiu A. (2018). A review of key strategies in realizing power system resilience. *Global Energy Interconnection*, 1(1):70–78.

Mahzarnia M., Moghaddam M. P., Baboli P. T., y Siano P. (2020). A review of the measures to enhance power systems resilience. *IEEE Systems Journal*, 14(3):4059–4070.

Ministerio de Energía (2023). Durante 2023, el 69% de la energía generada en atacama proviene de fuentes renovables. <https://energia.gob.cl/noticias/atacama/durante-2023-el-69-de-la-energia-generada-en-atacama-proviene-de-fuentes-renovables>.

Ministerio de Energía (2024). ERNC y otro récord: Generación eléctrica en base a este tipo de energía llegó al 41 % en lo que va de 2024. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ernc-y-otro-record-generacion-electrica-en-base-este-tipo-de-energia-llego-al-41-en-lo-que-va-de-2024>.

Ministerio de Energía (2025). Plan de descarbonización del sector energético: 2° tiempo de la transición energética.

Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía (s.f.). Evolución de la capacidad instalada neta desde 1898. Recuperado el 16 de octubre de 2025, de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/evolucion-de-la-capacidad-instalada/>.

Ministerio del Medio Ambiente (2021). Estrategia Climática de Largo Plazo de Chile. <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>.

Ministerio del Medio Ambiente (2023). Informe del inventario nacional de Chile 2022: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2020.

National Infrastructure Advisory Council (NIAC) (2009). CRITICAL INFRASTRUCTURE RESILIENCE: FINAL REPORT AND RECOMMENDATIONS.

National Renewable Energy Laboratory (2018). Planificación de un sector energético resiliente: Cómo asegurar electricidad confiable, segura y asequible.

Panteli M. y Mancarella P. (2015). The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 13:58–66.

Panteli M., Mancarella P., Trakas D. N., Kyriakides E., y Hatziaargyriou N. D. (2017). Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4732–4742.

Parlamento Europeo (2024). Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector (infografía). <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20180301ST098928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>.

Raoufi H., Vahidinasab V., y Mehran K. (2020). Power systems resilience metrics: A comprehensive review of challenges and outlook. *Sustainability*, 12:9698.

Real Academia Española (s.f.). Resiliencia. Diccionario de la lengua española, 23.^a ed. Recuperado el 29 de agosto de 2025, de <https://dle.rae.es/resiliencia>.

Rehman S., Al-Hadhrami L. M., y Alam M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44:586–598.

Rogelj J., Shindell D., Jiang K., Fifita S., Forster P., Ginzburg V., Handa C., Kheshgi H., Kobayashi S., Kriegler E., Mundaca L., Séférian R., y Vilariño M. V. (2018). Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development. En Masson-Delmotte V., Zhai P., Pörtner H.-O., Roberts D., Skea J., Shukla P. R., Pirani A., Moufouma-Okia W., Péan C., Pidcock R., Connors S., Matthews J. B. R., Chen Y., Zhou X., Gomis M. I., Lonnoy E., Maycock T., Tignor M., y Waterfield T., editores, *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, pp. 93–174. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.

Sansavini G. (2017). *Engineering Resilience in Critical Infrastructures*, pp. 189–203.

Scharte B., Hiller D., Leismann T., y Thoma K. (2014). Introduction.

Stankovic A., Tomsovic K., De Caro F., Braun M., Chow J., Aukalevski N., Dobson I., Eto J., Fink B., Hachmann C., Hill D., Ji C., Kavicky J., Levi V., Liu C.-C., Mili L., Moreno R., Panteli M., Petit F., y Zhao S. (2022). Methods for analysis and quantification of power system resilience. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP:1–14.

Swissinfo (2024). Acuerdo del G7 para cerrar las centrales térmicas de carbón sin captura de carbono antes de 2035.

Tezer T., Yaman R., y Yaman G. (2017). Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73:840–853.

United Nations Framework Convention on Climate Change (2015). The Paris Agreement.

Wang C., Ju P., Wu F., Pan X., y Wang Z. (2022). A systematic review on power system resilience from the perspective of generation, network, and load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167:112567.

Zhang H., Yuan H., Li G., y Lin Y. (2018). Quantitative resilience assessment under a tri-stage framework for power systems. *Energies*, 11(6).

14. Anexos

Global energy related CO₂ emissions and their annual change, 1990-2024

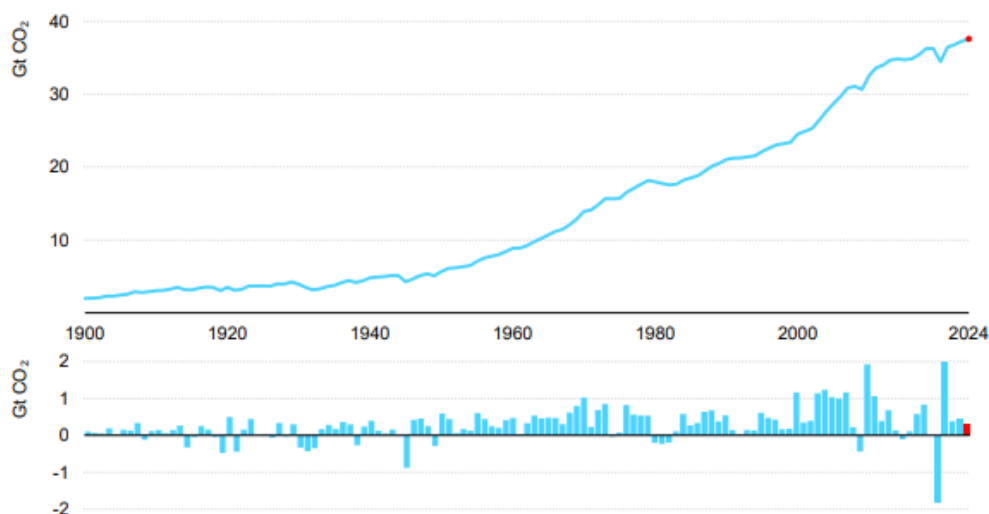


Figura 12: Evolución de las emisiones de CO₂ por el sector energético desde 1900 a 2024 [Agencia Internacional de Energía (2025)].

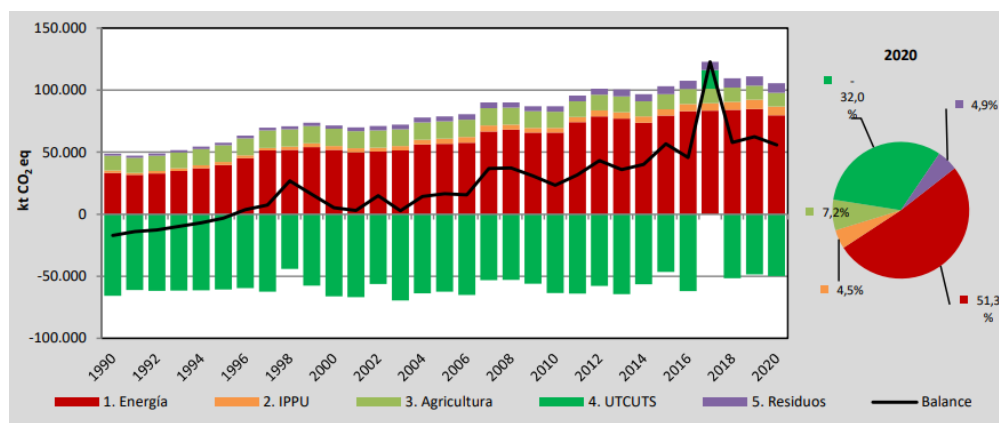


Figura 13: Balance de GEI (kt CO₂ eq por sector desde 1990 a 2020) [Ministerio del Medio Ambiente (2023)].

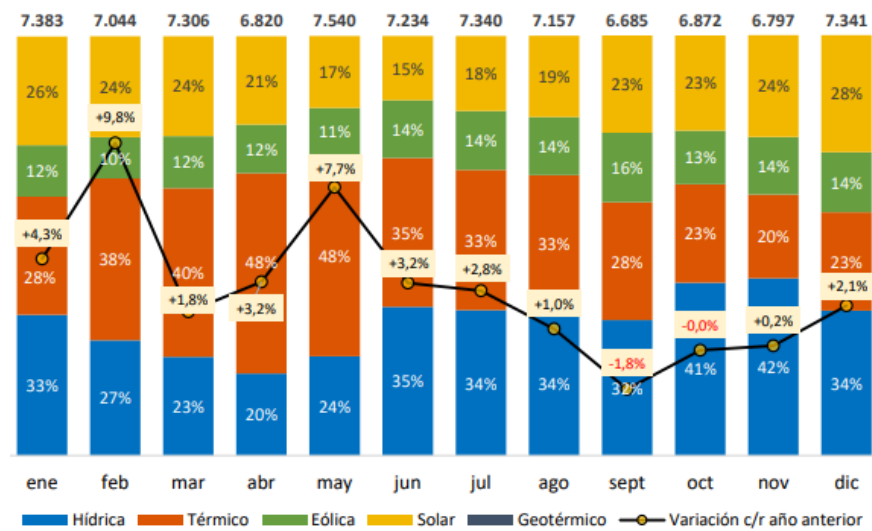


Figura 14: Generación de energía SEN año 2024 por tecnología [Coordinador Eléctrico Nacional (2025d)].

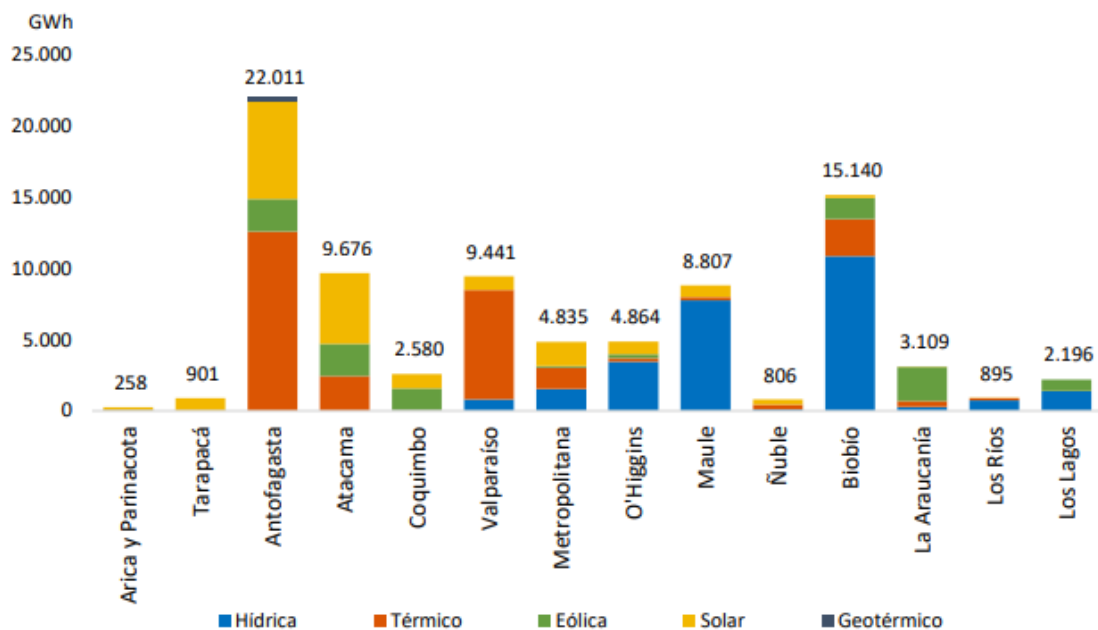


Figura 15: Generación de energía SEN año 2024 por Región [Coordinador Eléctrico Nacional (2025d)].

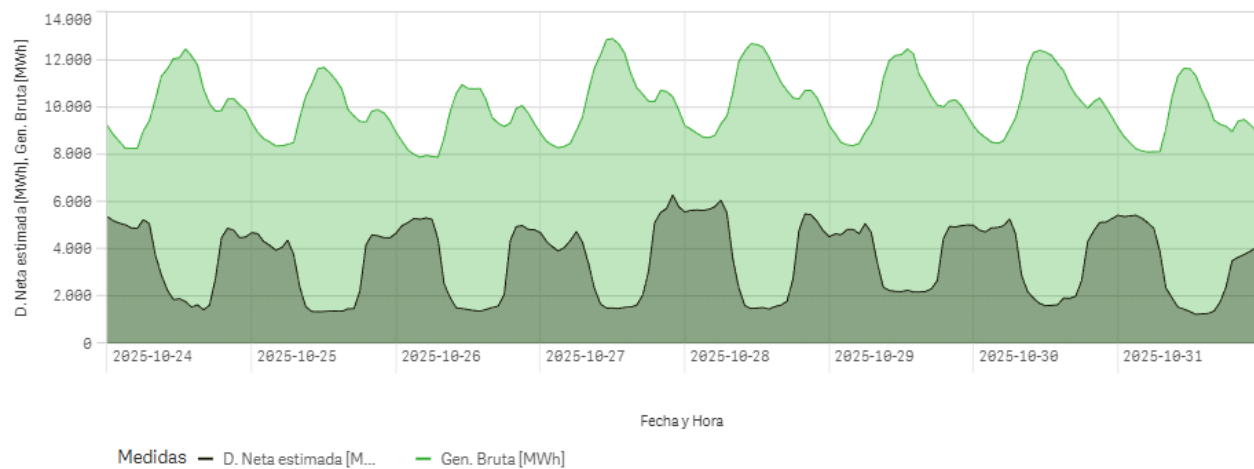


Figura 16: Demanda horaria neta de la última semana de octubre de 2025 [Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.b)].

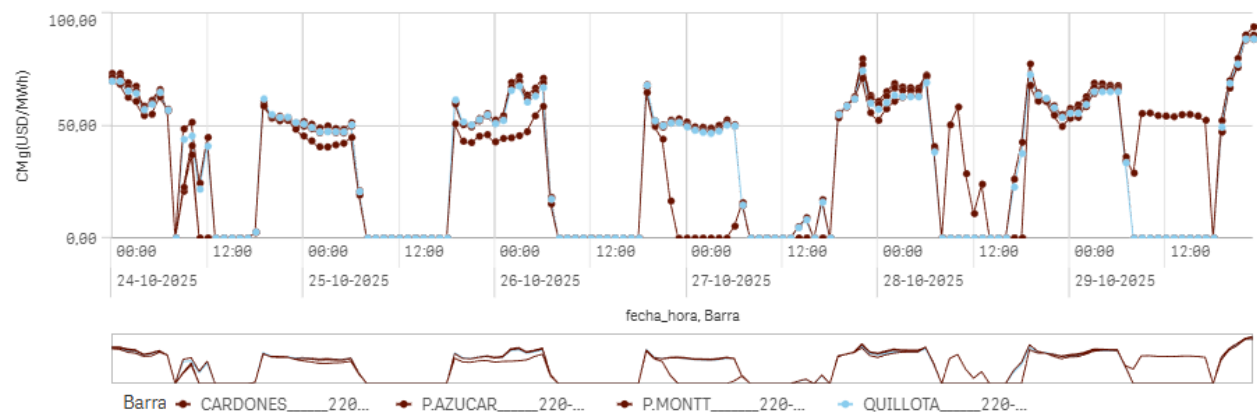


Figura 17: Costo marginal real de la última semana de octubre de 2025 [Coordinador Eléctrico Nacional (s.f.a)].