

Reconversión de centrales a carbón en centrales de almacenamiento térmico renovable y su integración a la matriz energética chilena

Agosto 2020

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsables:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: En trámite. ISBN: XXX-XXX-XXXX-XX-X. Primera edición digital: marzo 2021

Cita:

Título: Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile
Autor(es): GIZ, Centro Aeroespacial Alemán (DLR), Dr.Ing. Dipl.Phys. Michael Geyer, Dr.rer.nat. Dipl.Ing. Franz Trieb,
Dr. Ing. Dipl. Ing. Stefano Giuliano.
Revisión y modificación: Rainer Schöer, Rodrigo Vásquez Torres.
Edición: Rodrigo Vásquez Torres.
Santiago de Chile, 2020.
26 páginas
Energía – Batería Carnot – Descarbonización – LCOE – PELP



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 25 de agosto de 2020

Propiedades del documento

Título	Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile
Asunto	Resumen ejecutivo
Cliente	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional GmbH (GIZ)
Contrato	PN: 69.3020.0-001.00 "Descarbonización del sector energético en Chile"
Institutos	Termodinámica Técnica (DLR EN-TT) en cooperación con Investigación Solar (DLR EN-SF)
Compilado por	
Autores	Dr. Michael Geyer, Dr. Franz Trieb, Ing. Stefano Giuliano
Revisado por	
Coordinado por	Dr. Michael Geyer
Fecha	25 de agosto de 2020
Versión	V5

Tabla de contenido

1	Introducción y antecedentes	7
1.1	Antecedentes - Descarbonización del sector energético en Chile	7
1.2	Salida del carbón alemán y conversión de centrales a carbón.....	7
1.3	Plantas de almacenamiento térmico como posible solución a la salida del carbón	8
2	Conversión de centrales a carbón chilenas en plantas de almacenamiento térmico	9
2.1	Principio de funcionamiento de planta de carbón reconvertida a almacenamiento de sales fundidas.....	9
2.2	Análisis técnico económico de la propuesta de reconversión.....	11
2.2.1	Modelación de la planta reconvertida bajo diferentes escenarios	11
2.2.2	Estimación y modelación de costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) ...	13
2.2.3	Estimación de costo nivelado de descarga de electricidad	15
3	Integración de plantas de almacenamiento térmico en la matriz energética.....	17
3.1	Capacidad instalada en Chile bajo el escenario A de la PELP	20
3.2	Capacidad instalada en Chile bajo Escenario alternativo A-SP.....	20
3.3	Capacidad instalada en Chile para el Escenario E de la PELP	23
3.4	Capacidad instalada en Chile para el Escenario Alternativo E-SP.....	24
4	Conclusiones, recomendaciones y próximos pasos.....	29
5	Referencias.....	30

Índice de Figuras

Figura 1:	Central CSP Cerro Dominador en Chile (13).	9
Figura 2:	TSP integrada a una central a carbón.	11
Figura 3:	Calentadores de resistencia de sal fundida (Fuente: Vulcanic).	11
Figura 4:	Generador de vapor calentado con sales fundidas.	11
Figura 5:	Propuesta de integración de sistema de almacenamiento con sales fundidas en la actual planta a carbón.	12
Figura 6:	Eficiencia de carga y descarga anual para cada escenario.	13
Figura 7:	CAPEX estimado de reconversión para cada escenario analizado.	14
Figura 8:	Estimación del OPEX para la reconversión de una central a carbón para cada escenario.	15
Figura 9:	LCOE de descarga de electricidad de la central reconvertida para diferentes escenarios.	16

Figura 10: Configuración de la planta de almacenamiento térmico para análisis en PELP.....	18
Figura 11: Evolución de la capacidad instalada según Escenario A de la PELP (15).	20
Figura 12: Evolución de la capacidad instalada según Escenario Alternativo A-SP.....	21
Figura 13: Capacidad de potencia firme frente a carga máxima en los Escenarios A y A-SP.	22
Figura 14: Costo total anual de la generación en Chile frente a las emisiones de carbono anuales para escenarios A y A-SP.....	22
Figura 15: Costo específico de la energía frente a sus emisiones de carbono específicas para escenarios A y A-SP.	23
Figura 16: Desarrollo de la capacidad instalada según Escenario E.	24
Figura 17: Desarrollo de la capacidad instalada según Escenario E-SP.	25
Figura 18: Capacidad de potencia firme frente a la carga máxima en los escenarios E y E-SP.....	25
Figura 19: Costo de generación y emisiones de carbono en Chile para escenarios E y E-SP.	26
Figura 20: Costo específico de la energía frente a sus emisiones de carbono específicas para escenarios E y E-SP.....	26
Figura 21: Serie temporal horaria de consumo y producción de electricidad para el año modelo 2040 del escenario E-SP.....	27
Figura 22: Modelo de futuras plantas de fuentes ERNC en Chile.....	29

Índice de tablas

Tabla 1: Valores de parámetros utilizados en el análisis de sensibilidad de la eficiencia de la planta reconvertida.	12
Tabla 2: Valores de CAPEX para la reconversión de la central.	14
Tabla 3: Supuestos de financiación para calcular el costo nivelado de descarga de electricidad.....	15

Glosario

GN	Gas Natural
GEI	Gases de Efecto Invernadero
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo
CSP	Concentración Solar de Potencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
CAPEX	Costos de Inversión
OPEX	Costos de Operación
LCOE	Costo Nivelado de la Electricidad
GNL	Gas Natural Licuado
TSP	Planta Almacenamiento Térmico

1 Introducción y antecedentes

1.1 Antecedentes - Descarbonización del sector energético en Chile

El crecimiento económico de Chile en los últimos años ha llevado a un aumento constante de las necesidades energéticas del país. Para asegurar el suministro de energía después de la pérdida de suministro de gas desde Argentina en 2004, se construyeron centrales térmicas en base a carbón importado. Hoy en día, los efectos sobre el clima se pueden ver claramente: en 2018 el sector eléctrico fue responsable del 39% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI); donde el carbón representó casi el 80% de este porcentaje. En 2019, el 57% de la energía eléctrica requerida se generó a partir de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural (GN) y el diésel (1), mientras que el 2021 este número descendió al 55% (21).

Por otra parte, Chile ofrece un potencial de más de 1.800 GW para el uso de las energías renovables y, en los últimos años, ha desarrollado una gran dinámica para aprovecharlo de la mejor forma. En 2019, la potencia instalada de energías renovables conectadas al sistema eléctrico, tales como la hidroeléctrica, solar, eólica, geotermia y biomasa fue de casi 11 GW, lo que equivalió a que el 46% de la electricidad fuera generada de forma sostenible. Como parte de este desarrollo, el gobierno anunció en 2019 que Chile sería carbono neutral para 2050.

Estas ambiciones se ven reconocidas por la intención de eliminar completamente el carbón de la matriz energética y para lograrlo de la mejor manera posible en 2018 se formó una comisión llamada "Mesa de retiro y/o reconversión de centrales a carbón" en la que participó GIZ. En esta instancia se elaboraron recomendaciones de acción para el gobierno y se analizaron varias estrategias de salida. Entre los aportes, GIZ desarrolló un estudio *ad hoc* llamado "Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile" en el que se examinaron las posibles alternativas de reconversión de las centrales eléctricas a carbón utilizando la infraestructura existente. En el marco de este desarrollo y del nuevo proyecto implementado por GIZ "Descarbonización del sector energético en Chile" encargado por el Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU), se analizó la integración en las centrales eléctricas a carbón existentes a una planta de almacenamiento de energía térmica (TSP, por su sigla en inglés) también llamado Batería Carnot, alimentado con energías renovables, con el fin de sustituir completamente la combustión del mineral negro.

1.2 Salida del carbón en Alemania y conversión de centrales a carbón

La idea de convertir las centrales a carbón retiradas en un TSP fue adoptada por el programa oficial de la coalición del gobierno alemán en 2018 (7), que compromete al gobierno alemán a "examinar en qué medida los emplazamientos de las centrales eléctricas que ya no se necesiten en el futuro podrán utilizarse para grandes TSP" (líneas 3321-3322).

En junio de 2018, el gobierno alemán estableció la "Comisión para el crecimiento, el cambio estructural y el empleo" para facilitar la eliminación gradual del carbón en un proceso de transición energética socialmente equilibrado. Su informe final se publicó en enero de 2019 (8), (9) recomendando una eliminación gradual del carbón a más tardar el año 2038, con una revisión en 2032 para determinar si la fecha de salida puede adelantarse al 2035. A finales de 2018, Alemania contaba con 42,6 GW de centrales a carbón activas - 19,9 GW con carbón de lignito y 22,7 GW con carbón duro - que producían el 38% del consumo anual neto en 2018. En el informe se recomienda el cierre anticipado de 12 GW de capacidad a carbón para 2022 y una mayor reducción de la capacidad (17 GW) para 2030. Por su parte, la generación de energía renovable debería incrementarse desde un 40% del consumo anual neto en 2018 a un 65% en 2030, y a más del 80%

en 2050. El Centro Aeroespacial Alemán (DLR) ha estimado que ese aumento de la generación de energía renovable requerirá 7 GW adicionales de capacidad de almacenamiento de 16 horas para 2030, y 25 GW adicionales para 2050, a fin de que la energía renovable eólica y solar variable sea totalmente gestionable y garantice la seguridad del suministro de energía.

En este contexto, las centrales a carbón retiradas y convertidas en plantas de almacenamiento podrían ser una solución muy competitiva para la transición energética alemana, conservando al mismo tiempo los puestos de trabajo. Así, como instrumento de apoyo a los proyectos de transición energética propuestos, el Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania lanzó en febrero de 2019 un concurso de ideas sobre laboratorios del *Word-Real* para la transformación de sistemas energéticos ("*Reallabore für die Energiewende*"), dentro de su nuevo programa de investigación energética (10). Bajo la dirección de la empresa alemana de servicios públicos RWE y con la participación del DLR, se propuso a *Reallabor*, una conversión piloto de una central a carbón de lignito en NRW, en un TSP, bajo el nombre "Reallabor Wärmespeicher-Kraftwerk StoreToPower" (propuesta 106), siendo preseleccionada en julio de 2019 (11) y también, el proyecto "Malta-Projekt" (propuesta 109).

Adicionalmente, el 3 de julio de 2020, el Parlamento alemán aprobó las leyes de salida del carbón y de apoyo a las regiones carboníferas ("*Kohle-ausstiegsgesetz*" y "*Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen*") (12), que tienen por objeto fortalecer las regiones tras la salida del carbón del país. Se asignarán subvenciones por un valor de 40.000 millones de euros hasta el año 2038, de los cuales 26.000 millones de euros se destinarán a medidas de infraestructura para los estados federales de Renania del Norte-Westfalia, Brandenburgo, Sajonia y Sajonia-Anhalt. Las subvenciones tienen por objeto estimular la economía en una amplia gama de esferas, como la infraestructura relacionada con las empresas, la mejora del transporte público, la infraestructura de banda ancha y de movilidad, la protección del medio ambiente y la ordenación del paisaje. El proyecto *StoreToPower* se ha incluido en la lista de proyectos que se financiarán en el marco de este proyecto de ley, el cual se encuentra actualmente en proceso de debate del *Bundestag* y el *Bundesrat* alemanes (6).

1.3 Plantas de almacenamiento térmico como posible solución a la salida del carbón

Como se mencionó previamente, dada la necesidad de reducir las emisiones de GEI, han surgido nuevas alternativas para sustituir la generación eléctrica basada en la quema del carbón. Una de ellas es la reconversión de centrales térmicas a carbón en un TSP. Esta solución tecnológica consiste básicamente en reemplazar la caldera de una central térmica a carbón por estanques que almacenan un fluido de sales fundidas, las cuales pueden ser calentadas utilizando resistencias eléctricas o bombas de calor y alimentadas por fuentes renovables.

En este estudio, se evalúan desde dos perspectivas los beneficios resultantes de la reutilización de las centrales a carbón chilenas mediante la conversión a TSP.

1. Evaluación del costo y beneficio del proyecto TSP mediante el análisis del funcionamiento y el costo de la conversión de las centrales a carbón existentes, a un TSP.
2. Evaluación de los beneficios del sistema eléctrico nacional y el costo de los TSPs para el sector eléctrico mediante el análisis del impacto de dichas plantas de almacenamiento, convertidas dentro de los escenarios A y E de la PELP (2).

2 Conversión de centrales a carbón chilenas en plantas de almacenamiento térmico

2.1 Principio de funcionamiento de planta de carbón reconvertida a almacenamiento de sales fundidas

Las centrales eléctricas a carbón que se retiran pueden recibir una nueva vida al servicio del sistema, almacenando energía renovable en baterías térmicas e inyectando dicha energía almacenada a la red por medio de la generación de electricidad utilizando las turbinas generadoras y las conexiones existentes. Por su parte, los TSP con sales fundidas a escala industrial con capacidad para muchas horas de almacenamiento se desarrollaron para las plantas de concentración solar de potencia (CSP) y tienen más de 10 años de trayectoria comercial.

En Chile, ya se encuentra en funcionamiento el proyecto Cerro Dominador en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, el cual cuenta con un sistema de almacenamiento con sales fundidas de 110 MWe y 17 horas de almacenamiento (13) (Figura 1).



Figura 1: Central CSP Cerro Dominador en Chile (13).

Las plantas CSP como la de Cerro Dominador captan la energía solar durante el día, la convierten en calor y la almacenan en grandes tanques de sales fundidas para producir electricidad en las horas posteriores a la puesta del sol. Hay plantas CSP con hasta 17 horas de almacenamiento que permiten un funcionamiento a carga base 24/7 (3), (4).

Las sales utilizadas en estos sistemas de almacenamiento son una mezcla binaria de nitrato de sodio (60%) y nitrato de potasio (40%), los cuales son abundantes como componentes básicos de los fertilizantes utilizados en el país. Entre sus características, la mezcla de sales fundidas no es inflamable ni tóxica y no penetra en el suelo, ya que se congela al contacto con éste. Tiene hasta 35 años de vida útil sin degradación o necesidad de rellenado y su alta densidad de energía específica de masa es de mayor magnitud a la del agua en hidroeléctricas de bombeo y es técnicamente comparable con las baterías electroquímicas. También, es capaz de alcanzar temperaturas de hasta 565°C a presión ambiente y, una vez en estado líquido, puede utilizarse como fluido de transferencia de calor con una gran capacidad de intercambio energético con otros fluidos de trabajo como el agua/vapor (4), (5).

La presente propuesta, utiliza TSP con sales fundidas a alta temperatura para reconvertir las centrales a carbón, haciendo uso de su actual ciclo de vapor Rankine, proceso que se ilustra en la Figura 2.

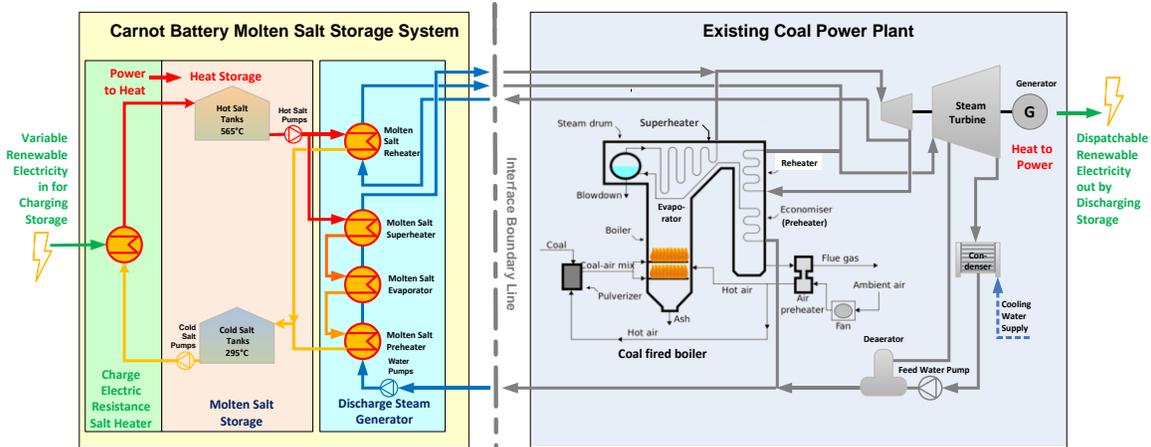


Figura 2: TSP integrado a una central a carbón.

En la central a carbón reconvertida, la sal fundida se calentaría utilizando resistencias eléctricas como la de la Figura 3, que tiene 6,6 Mwe de potencia y se encuentra funcionando en la planta de Nitratos de Chile Coya Sur de la empresa SQM. De esta manera, el excedente de energía renovable disponible en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) sería el que se utilice para energizar estas resistencias y así podría ser almacenado como energía térmica. Posteriormente, ésta se descargará bombeando la sal caliente y transfiriendo su calor al vapor de la turbina, tal como se muestra en la Figura 4, regresando así enfriada al tanque de “sales frías”, que operan alrededor de los 300°C. Por su parte, el vapor de la turbina se utiliza en el ciclo de vapor existente de la antigua central a carbón y genera electricidad.

Por lo tanto, a través de esta solución, la energía renovable variable se convierte en energía firme y gestionable, permitiendo la descarbonización de la central a carbón, mientras que garantiza el 100% de la capacidad de despacho utilizando la mayoría de los equipos existentes en las plantas y conservando puestos de trabajo. Además, esto hará un uso conveniente de la infraestructura de la central existente y la conexión a la red eléctrica, así como de los procedimientos operativos probados. Todos los componentes son tecnologías maduras; sólo la combinación de tecnologías es nueva.



Figura 3: Calentadores de resistencia de sal fundida (Fuente: Vulcanic).

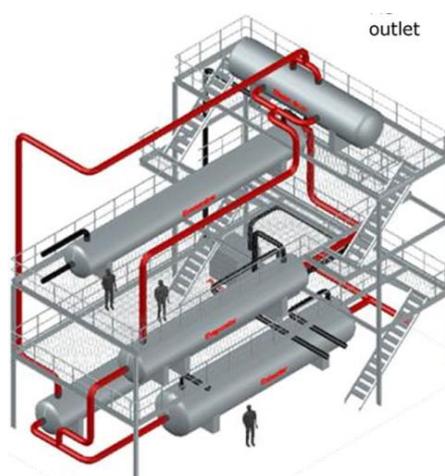


Figura 4: Generador de vapor calentado con sales fundidas.

2.2 Análisis técnico económico de la propuesta de reconversión.

2.2.1 Modelación de la planta reconvertida bajo diferentes escenarios

En esta sección del estudio se llevó a cabo un análisis técnico económico preliminar sobre la eficiencia y el costo de la adaptación de una central a carbón a un sistema de almacenamiento con sales fundidas, un calentador de resistencia y un generador de vapor a partir de sales fundidas tal como se presenta en la Figura 5, utilizando para el cálculo de la eficiencia y el funcionamiento la herramienta de modelización del ciclo de potencia Epsilon (20).

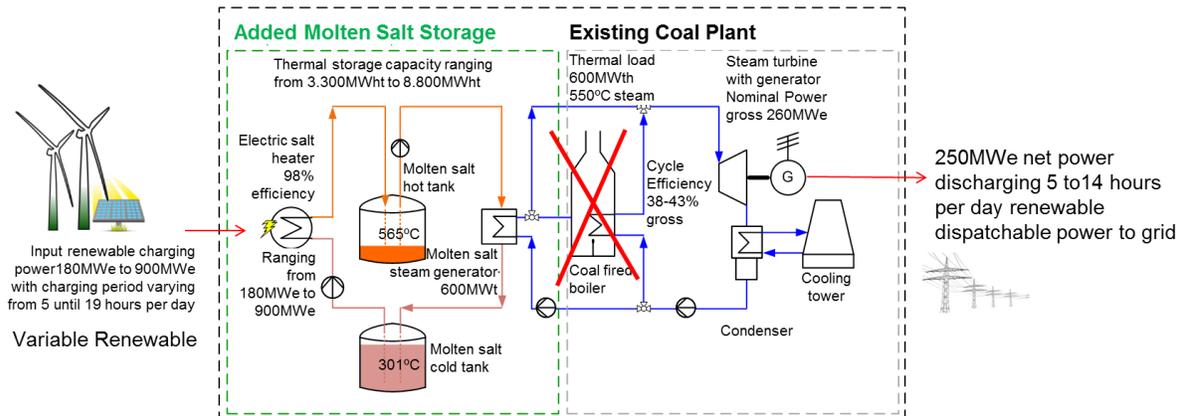


Figura 5: Propuesta de integración de sistema de almacenamiento con sales fundidas en la actual planta a carbón.

El análisis de reconversión se hizo sobre una planta de 250MWe (neto) y su caldera de carbón fue sustituida por un generador de vapor con sales fundidas, el que hace funcionar el generador de la turbina a partir del calor almacenado en el tanque de sales calientes (proceso de “descarga”). Por su parte, para “cargar” energéticamente las sales que se enfrían (que no bajan de los 301°C), estas se bombean a través de calentadores eléctricos alimentados con energía renovable, hasta alcanzar su temperatura “caliente” y se almacenan en el tanque de “sales calientes”, calculándose que su capacidad térmica está en un rango entre 3300 a 8800 MWht. Por lo tanto, en todas las variantes de análisis siguientes, la capacidad del generador de vapor con sales fundidas es constante de 600 MWt.

En este estudio, para analizar la sensibilidad del rendimiento energético anual de la planta, se crearon los escenarios V1-01, V1-02, V1-03, V1-010, V1-011 y V1-012 modificando los valores de las variables: factor de carga, duración de descarga, capacidad de almacenamiento térmico, duración de carga y capacidad de carga del calentador eléctrico, según los rangos de la

Las cantidades anuales de carga y descarga de energía netas resultantes junto con las correspondientes eficiencias anuales de carga y descarga se ilustran en la Figura 6. En ella, se muestra que las mayores eficiencias anuales de carga y descarga se obtienen con la mayor duración de descarga de 14 horas y la correspondiente duración de carga de 10 horas (Variante de análisis V1-012).

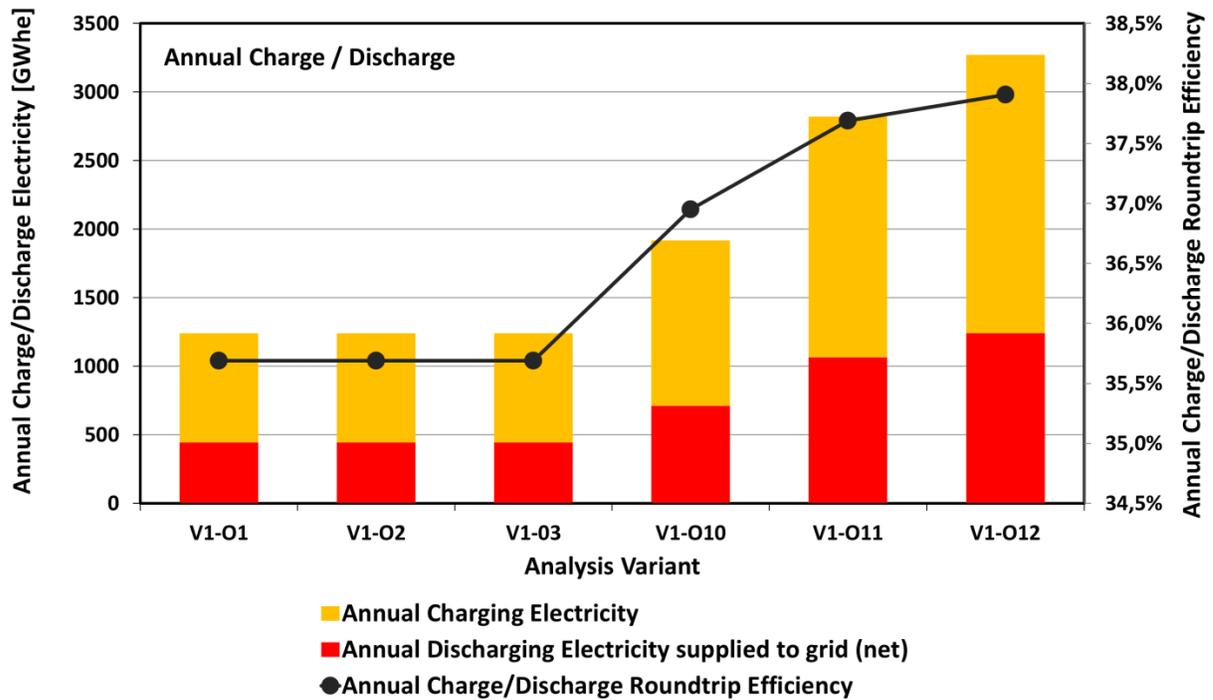


Figura 6: Eficiencia de carga y descarga anual para cada escenario.

2.2.2 Estimación y modelación de costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX)

En esta sección se realizó una estimación de CAPEX y OPEX para los diferentes escenarios. Para ello, se utilizaron los parámetros económicos específicos (costos de inversión y operación) del informe PELP. Los parámetros clave de financiación y costos se enumeran en la Tabla 1 y la

Tabla 2. Con la capacidad del generador de vapor con sales fundidas y costo de inversión constante para todas las variantes de análisis.

Costo de inversión específico	unidad	Valor
Calentador eléctrico	[\$/kW _{el}]	100
Sistema de almacenamiento	[\$/kW _{th}]	23
Sal solar	[\$/t]	incl. en el almacenamiento
Sistema HTF		
...bombas de sal caliente y fría	[\$/kW _{th}]	incl. en el almacenamiento
...sistema de tuberías HTF	[\$/kW _{th}]	incl. en el almacenamiento
...sistema de rastreo de calor	[\$/kW _{th}]	incl. en el almacenamiento
Generador de vapor de sales fundidas	[\$/kW _{th}]	90
Bloque de potencia incluyendo BOP (unidad existente)	[\$/kW _{th}]	0
Costo de integración al PB existente	[\$/kW _{th}]	10
Costo de modificación de la conexión a la red ¹	[\$/kW _{el}]	0

¹ Para este estudio se asume que no es necesaria ninguna modificación de la conexión a la red.

Total de recargos (ingeniería, riesgo, gestión)	[%] de costo directo	30
O&M específicos		
O&M, incluido el seguro	% de costo directo/año	3
El costo del combustible²	[\$/MWh]	No se usa
El costo de la electricidad para la carga³	[\$/MWh _{el}]	20

Tabla 1: Valores de CAPEX para la reconversión de la central.

La Figura 7 muestra el CAPEX resultante para cada escenario explicado en la 0, a partir de la información de la Tabla 1.

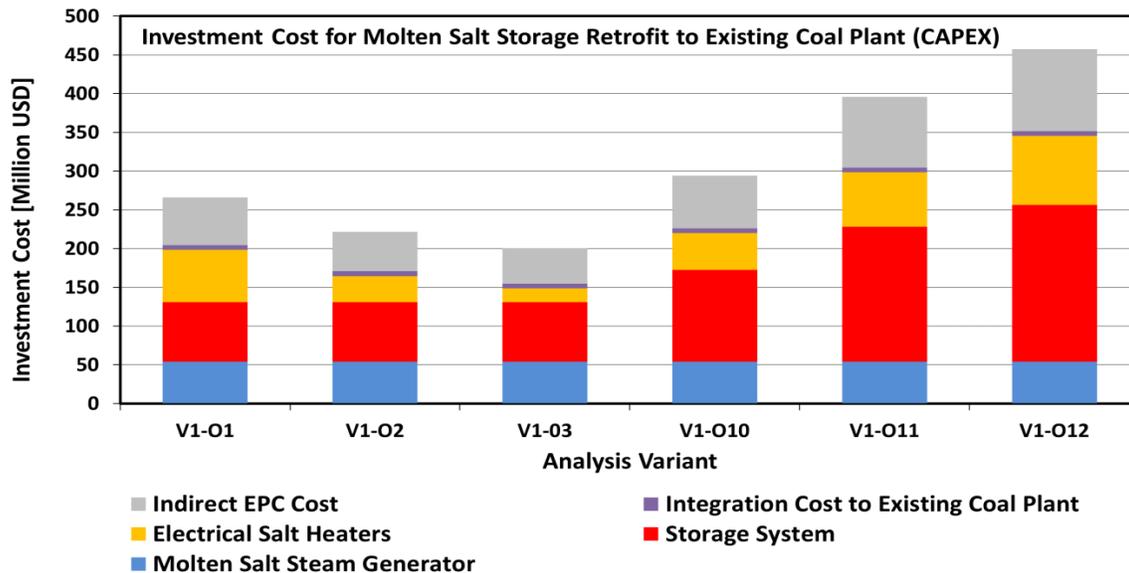


Figura 7: CAPEX estimado de reconversión para cada escenario analizado.

Para el cálculo del OPEX que se muestra en la Figura 8 se han supuesto los siguientes costos preliminares simplificados:

- Costo constante de la carga de energía de 20 USD/MWhe (esto puede reducirse en el futuro con la consideración de grandes sistemas fotovoltaicos especialmente dedicados al almacenamiento).
- Costo anual de O&M incluyendo el seguro estimado en un 3% anual del respectivo CAPEX (esto debe ser verificado contra las ofertas reales de servicios de O&M).
- El costo de financiación determinado por el análisis simplificado del costo nivelado de la electricidad basado en una financiación del 100% a lo largo de un período de deuda de 35 años con un tipo de descuento real constante del 5%, como se resume en la
- Tabla 2.

² Para este estudio, la central no funciona con combustible fósil, por lo que no se especifica el costo del combustible.

³ Para este estudio se definió que la energía de carga desde la red es constante a 20 \$/MWh_{el}, sin considerar el origen de esta. Sin embargo, muy probablemente la fuente sería una central de energía fotovoltaica.

La Figura 8 muestra que la parte del costo de energía de carga en el total anual de O&M aumenta con las horas de descarga a plena carga, desde un 50% con una duración de descarga de 5 horas hasta un 60% con una duración de descarga de 12-14 horas.

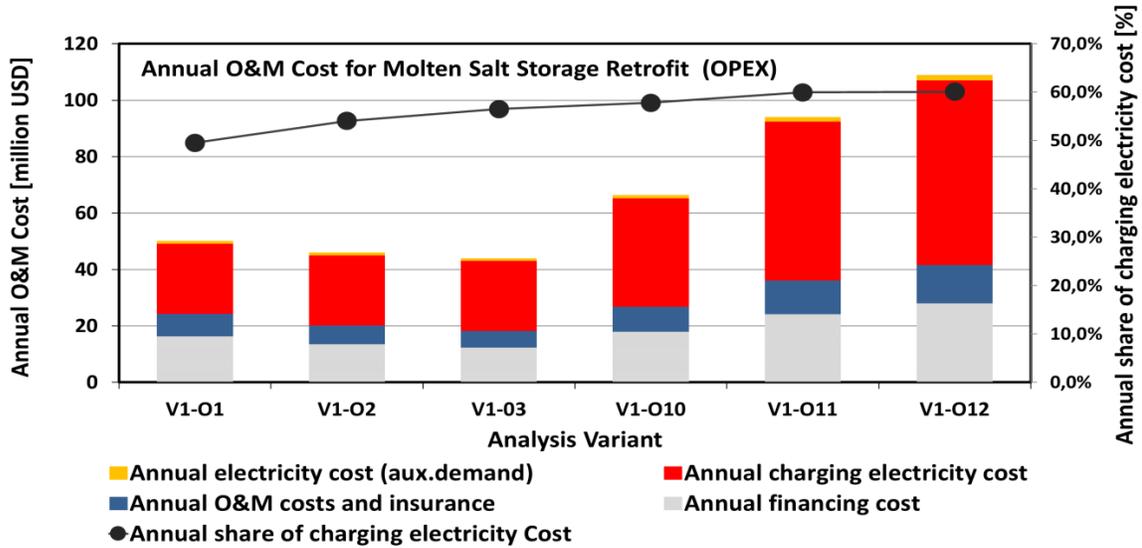


Figura 8: Estimación del OPEX para la reconversión de una central a carbón para cada escenario.

2.2.3 Estimación de costo nivelado de descarga de electricidad

El principal punto de referencia utilizado para clasificar los distintos escenarios de análisis es su costo nivelado de electricidad (LCOE por sus siglas en inglés). En esta clasificación no se tiene en cuenta otros parámetros económicos, como impuestos, los conceptos de financiación de proyectos, etc. Los supuestos de financiación para este análisis de clasificación se resumen en la Tabla 3.

Datos financieros para el LCOE	unidad	valor
Período de deuda	Años	35
Tasa de descuento	%	5,0
Anualidad	%	6,11

Tabla 2: Supuestos de financiación para calcular el costo nivelado de descarga de electricidad.

La Figura 9 muestra el costo nivelado de descarga de electricidad para cada uno de los escenarios analizados de la central a carbón convertida en una central TSP y la proporción porcentual de carga en dicho LCOE. Para la duración de la descarga de 5 horas de carga completa, el LCOE está en el rango de 100-110 USD/MWhe, mientras que para las duraciones de descarga más largas el LCOE cae muy por debajo de 100 USD/MWhe, disminuyendo a 92,2 USD/MWhe para las 8 horas (V1-O10), 87,2 USD/MWhe para las 12 horas (V1-O11) y 86,5 USD/MWhe para la duración de la descarga de 14 horas (V1-O12).

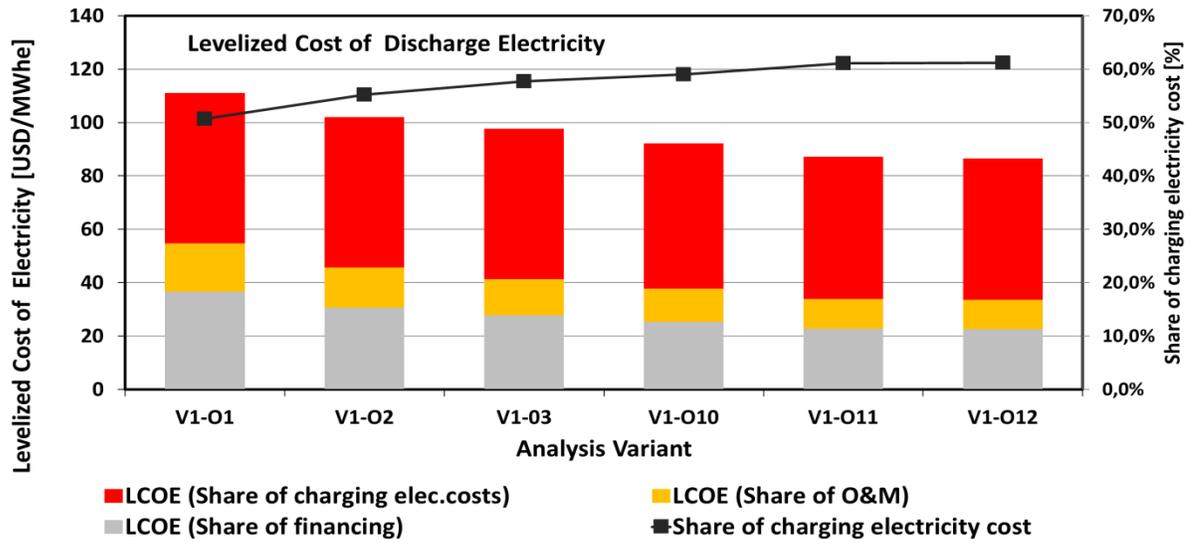


Figura 9: LCOE de descarga de electricidad de la central reconvertida para diferentes escenarios.

3 Integración de TSP en la matriz energética

Un desafío clave para transformar el sector eléctrico chileno de una generación basada en combustibles fósiles a otra basada en energías renovables es la curva de carga residual, que es el resultado de restar la generación de energía renovable variable de la curva de demanda de energía. La curva de carga residual puede variar enormemente a lo largo del tiempo entre un máximo, que ocurre cuando no se dispone de energías renovables, y cero, cuando hay un exceso de energías renovables. Hasta ahora, las centrales térmicas fósiles han sido en Chile la principal opción para cubrir de forma segura la curva de carga residual: en 2019, el 53 % de la energía eléctrica requerida fue generada a partir de combustibles fósiles como el carbón, GN y el gasóleo(1).

Si bien las centrales térmicas seguirán siendo necesarias en el futuro para garantizar la seguridad del suministro y la cobertura de las puntas de demanda residual, estas no obligadamente deben ser a base de combustibles fósiles y deben adaptarse a desafíos como:

- Las crecientes limitaciones de emisiones de GEI.
- La caída de los costos de la generación solar y eólica.
- La reducción de las horas de operación requeridas con la evolución de la futura curva de carga residual.
- La caída de precios.

Para hacer frente a estos desafíos de la transición energética, el sistema eléctrico chileno necesitará en el futuro centrales térmicas flexibles que sean capaces de:

- Entregar capacidad de potencia garantizada (capacidad firme) en cualquier momento.
- Seguir con flexibilidad las rampas de subida y bajada de la curva de carga residual.
- Minimizar las emisiones de GEI mediante el máximo uso de fuentes de energía renovable.
- Ser económicamente factible y financiable.

En este sentido, las centrales TSP propuestas son un concepto innovador de planta de energía térmica que podría convertirse en la clave de una rápida transición hacia el suministro de electricidad renovable en todo el mundo, ya que resuelve los desafíos relacionados con la curva de carga residual (14). Por lo mismo, en esta sección se modela la incorporación de TSPs en la PELP utilizando para ello la configuración de los TSP de la Figura 10 que consta de los siguientes elementos:

1. Ciclo de vapor (Rankine) de una planta de carbón existente que incluye una turbina de vapor, un condensador, una bomba de alimentación y un generador de vapor para el suministro de carga intermedia y base, con una duración típica de 4000 y más horas de carga completa al año. La caldera de carbón original puede utilizarse parcialmente con carbón sólido o, cuando sea posible, con biomasa como reserva durante un período de transición hasta que se sustituya por una caldera de reserva alimentada con gas o la caldera de recuperación de calor residual de la turbina de gas de punta.
2. Reconversión opcional con el ciclo de turbina de gas (Brayton) con turbina de gas, compresor y cámara de combustión utilizada para cubrir las puntas de demanda residual a corto plazo - en la parte superior del ciclo de Rankine - con 1000 o menos horas de carga completa por año. Su calor de escape puede recuperarse en una caldera de recuperación de calor residual para generar vapor para la turbina existente.
3. Reconversión del sistema de almacenamiento de energía térmica consistente en tanques de sales frías y calientes como los utilizados en las plantas CSP. En el proceso

de carga de energía, la sal fundida es bombeada desde los estanques de sales frías (280°C) a través de los calentadores de sal a los estanques de sales calientes (565°C). En la descarga, la sal fundida es bombeada desde los estanques de sales calientes a través de los generadores de vapor, donde su calor se utiliza para generar, sobrecalentar y recalentar el vapor de la turbina. La sal fundida enfriada regresa de los generadores de vapor a los estanques de sales frías. Los calentadores eléctricos de sal son alimentados por generadores fotovoltaicos a gran escala conectados directamente a la central térmica o interconectados a la red para para cargar diariamente el almacenamiento con sal fundida.

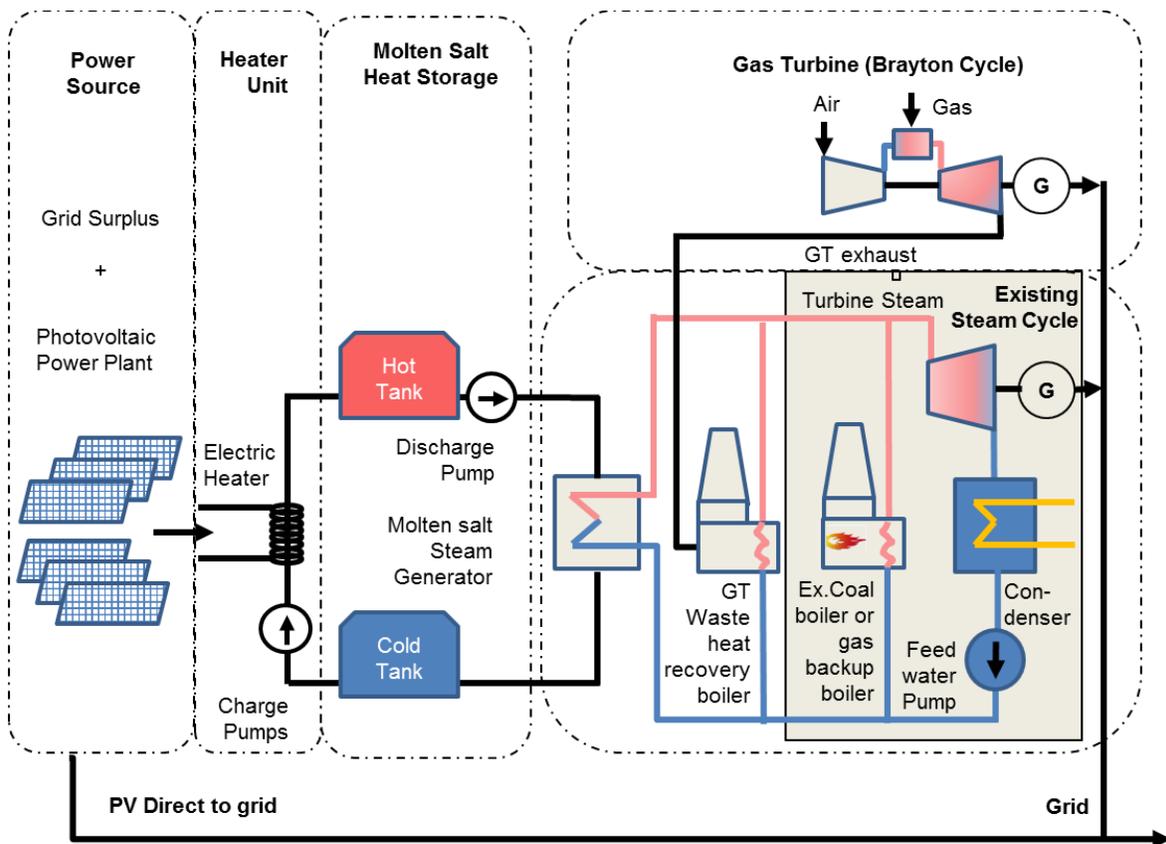


Figura 10: Configuración de la TSP para análisis en PELP.

Los TSP tienen diferentes modos de operación para cubrir los momentos transitorios de la demanda residual dinámica según los siguientes casos:

1. Parte de la generación de las centrales fotovoltaicas se inyecta directamente en la red, mientras que el excedente alimenta al calentador eléctrico de sal del TSP, se convierte calor y se almacena en el estanque de sal caliente. Durante la carga, el ciclo de vapor puede estar en funcionamiento o en espera.
2. Si la energía directa de la planta fotovoltaica no es suficiente para cubrir la demanda, la turbina de vapor se pone en marcha, en primer lugar, alimentada por el almacenamiento de calor.

3. Si la energía contenida en el almacenamiento de calor cae a un nivel crítico, se utiliza la co-combustión de reserva de biomasa sólida (si es posible), carbón o gas para asegurar la potencia firme.
4. Si la demanda excede la capacidad máxima de la turbina de vapor, se añade una turbina de gas de punta alimentada con GN, biogás o GN sintético; y su calor de escape se utiliza para generar más vapor para la turbina.

Debido al uso de combustibles, se puede garantizar en todo momento la máxima capacidad de la central eléctrica (turbina de vapor más turbina de gas) y el suministro se puede adaptar con flexibilidad a cualquier situación de demanda. Al mismo tiempo, se ahorran cantidades importantes de biomasa, biogás o GN por la energía fotovoltaica, ya sea inyectada directamente en la red o almacenada en el depósito de calor y entregada posteriormente.

El suministro de carga base existente de las centrales eléctricas de ciclo de vapor a carbón o de ciclo combinado (5.000-7.000 h/a) es sustituido posteriormente por el suministro de carga media interrumpido (3.000-4.000 h/a) alternando con el suministro directo de renovables como la energía fotovoltaica.

En el curso de la transición del sector eléctrico chileno hacia las energías renovables, todo tipo de centrales térmicas convencionales como los ciclos de vapor a carbón, las turbinas de gas de ciclo combinado, las plantas de biomasa de pellets de madera o las plantas de biogás pueden ser sustituidas o modificadas para convertirse en plantas TSP de gran flexibilidad, en particular si las antiguas centrales eléctricas convencionales ya no son competitivas o no son lo suficientemente flexibles para hacer frente a los nuevos requisitos de la curva de carga residual. En algunos casos, las centrales eléctricas convencionales pueden modificarse y transformarse en plantas TSP mediante la introducción de un sistema térmico para lograr una mayor flexibilidad, en lugar de ser desmanteladas.

Las plantas de almacenamiento pueden incluir turbinas de gas de punta durante unas pocas horas de funcionamiento con una demanda residual máxima que no puede ser cubierta económicamente por los ciclos de vapor. Si se conectan al ciclo de vapor, su calor residual puede recuperarse, lo que conduce a una alta eficiencia durante el suministro de carga máxima. En este caso, las turbinas de gas de punta tendrán una eficiencia similar a la de las centrales de ciclo combinado. Esta opción ha sido evaluada en el Escenario A-SP. No obstante, los ciclos de vapor también pueden funcionar como plantas de almacenamiento sin turbinas de gas.

3.1 Capacidad instalada en Chile bajo el escenario A de la PELP

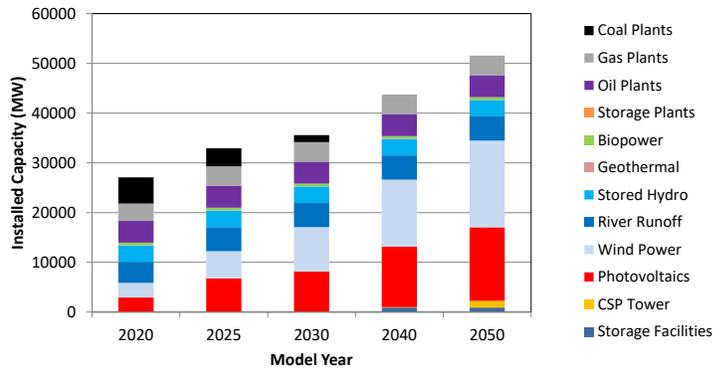


Figura 11: Evolución de la capacidad instalada según Escenario A de la PELP (15).

El escenario A de la PELP prevé un aumento del consumo eléctrico anual de Chile total de 78,7 TWh/a en el año 2020 y unos 130 TWh/a en 2050. Como primera estimación, se asumió que la demanda máxima aumentaría proporcionalmente, de unos 11,6 GW en el año 2020 a 19,2 GW en 2050. Para cubrir este aumento del consumo, el Escenario A de la PELP considera un aumento significativo de la capacidad instalada de 27,1 GW en 2020 a 51,6 GW en 2050, añadiendo principalmente capacidades de energía eólica y fotovoltaica, mientras que las capacidades de las centrales eléctricas a carbón se desmantelan completamente después de 2030 (Figura 11). En este análisis se ha utilizado la herramienta de simulación del DLR ELCALC (16) para modelar el balance horario de la demanda y la oferta de energía eléctrica de Chile, y para identificar posibles excedentes y déficits que normalmente no se detectan cuando sólo se hace un balance eléctrico anual. La curva de carga horaria del año 2019 fue proporcionada por GIZ para la modelación de series temporales (17). Los valores de carga horaria se escalan para cada año modelo, en proporción a la creciente demanda anual, mientras que el aspecto de la curva permanece constante. Se consideró el consumo bruto, incluida la demanda interna del sistema y las pérdidas de transmisión, con un 6% adicional a la demanda neta.

Este análisis reveló algunas deficiencias del **Escenario A** relacionadas con un considerable excedente y *curtailment* de energía renovable por un lado, y una reducción crítica de la redundancia causada por el desmantelamiento de las centrales a carbón frente a una demanda en fuerte crecimiento.

3.2 Capacidad instalada en Chile bajo Escenario alternativo A-SP.

Con la información anterior, se elaboró el **Escenario alternativo "A-SP"** que incluye plantas de CSP y TSP con mayor flexibilidad, combustible de reserva para la capacidad firme y uso del excedente de energía renovable en el almacenamiento de energía térmica. Este **Escenario alternativo A-SP** hace los siguientes cambios al Escenario A (Figura 12):

1. Reducción de la capacidad de energía fotovoltaica y eólica en 2025 para reducir el *curtailment*.
2. Reducción de la capacidad de la energía eólica y aumento de la capacidad fotovoltaica en todos los demás años modelo, a fin de fomentar los ciclos regulares de almacenamiento de calor y de almacenamiento por bombeo.

3. Introducción y expansión de plantas de almacenamiento con turbinas de gas de punta y operación híbrida con GN en todos los años modelo. Las plantas de almacenamiento están configuradas con un calentador múltiple de 3,3⁴ y una capacidad de almacenamiento de energía térmica de 12 horas de funcionamiento a plena carga.
4. Introducción más temprana y expansión más fuerte de las centrales CSP en operación híbrida con respaldo de GN con un múltiple solar de 3 y 12 horas de capacidad de almacenamiento de energía térmica.
5. Posterior desmantelamiento o transformación de todas las centrales eléctricas convencionales, excepto las turbinas de gas de punta (que están conectadas a las plantas de almacenamiento). A largo plazo, los combustibles fósiles sólo se utilizan como respaldo en las plantas de almacenamiento y las plantas CSP.

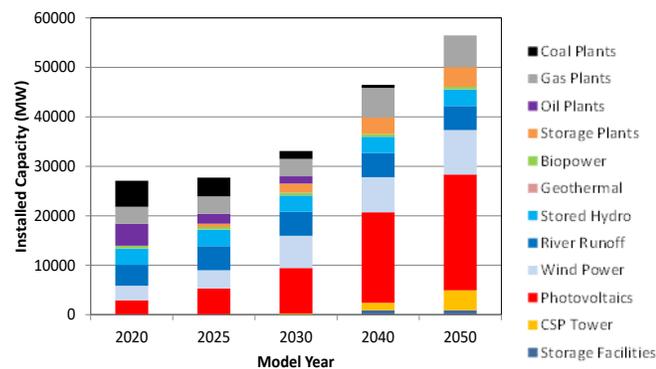


Figura 12: Evolución de la capacidad instalada según Escenario Alternativo A-SP.

En las dos últimas décadas el Escenario A-SP prevé la instalación de unos 5 GW más de capacidad que en el Escenario A original, y mantiene algunas centrales a carbón en funcionamiento en el año 2040. Por otro lado, las centrales a petróleo y gas más caras son desmanteladas completamente. Después del año 2040, toda la capacidad de las turbinas de gas está (opcionalmente) conectada a las plantas de almacenamiento.

La Figura 13 muestra el desarrollo de la carga máxima anual según el modelo ECALC para los Escenarios A y A-SP. La redundancia no está asegurada en el Escenario A más allá de 2040; el Escenario A-SP asegura tal capacidad firme para las cargas máximas. De acuerdo con ECALC, el calendario de desmantelamiento de la capacidad de generación térmica basada en combustibles fósiles previsto en el Escenario A puede dar lugar a una falta de capacidad de reserva y faltade suministro de energía a partir de 2040.

Esta situación se ha evitado en el Escenario A-SP mediante una fuerte expansión de la capacidad de los TSP (4 GW) y también de las plantas CSP (4 GW) hasta el 2050, ambas con respaldo de GN para una capacidad firme, mostrando muchas ventajas pero ningún inconveniente en comparación con el Escenario A. Podría ser una buena estrategia convertir las centrales eléctricas convencionales en TSP en la medida de lo posible y añadir una importante capacidad de energía solar térmica para hacer frente a la creciente demanda.

⁴ El múltiple del calentador se refiere a la capacidad de la turbina de vapor. Si la capacidad de la turbina de vapor es de 100 MW, la capacidad del calentador eléctrico será de 330 MW, para poder absorber suficiente energía fotovoltaica.

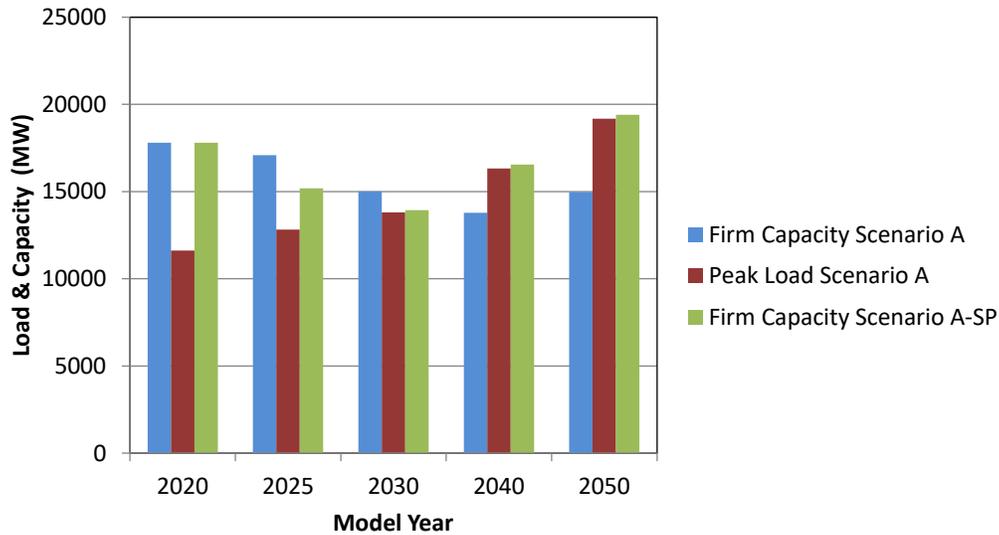


Figura 13: Capacidad de potencia firme frente a carga máxima en los Escenarios A y A-SP.

La Figura 14 muestra la evolución del costo total de generación anual (Billones euros/a) y de las emisiones de CO₂ (Mt/a) del sistema eléctrico chileno bajo los supuestos de alto crecimiento del Escenario A y revela un estancamiento en la reducción de GEI en la última década debido a que la demanda crece más rápidamente que las cuotas renovables. También hay un fuerte aumento de la generación anual debido a la creciente demanda. Sin embargo, si se consideran el costo específico y las emisiones por unidad la energía consumida neta en euros/MWh y gr/kWh en la Figura 15, tanto el escenario A como el A-SP revelan valores en constante disminución tanto del costo específico de la electricidad como de las emisiones específicas por kWh generado.

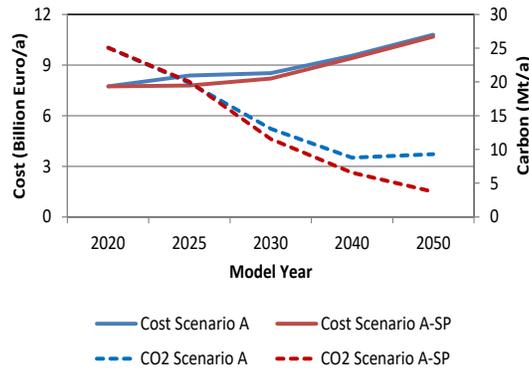


Figura 14: Costo total anual de la generación en Chile frente a las emisiones de carbono anuales para escenarios A y A-SP.

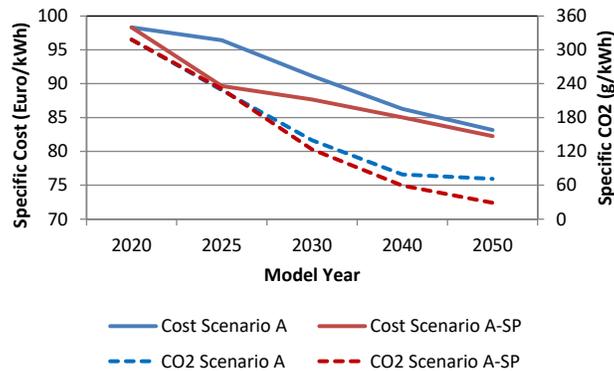


Figura 15: Costo específico de la energía frente a sus emisiones de carbono específicas para escenarios A y A-SP.

3.3 Capacidad instalada en Chile para el Escenario E de la PELP

Según los supuestos relacionados con el Escenario E de la PELP, el consumo anual de electricidad puede aumentar de un total de 78,7 TWh/a en el 2020 a unos 200 TWh/a en 2050. Se supuso que la carga máxima aumentará proporcionalmente, de unos 11,6 GW en el 2020 a 29,3 GW en 2050. A fin de cubrir la creciente demanda de electricidad principalmente con energía renovable, el Escenario E de la PELP considera un aumento significativo de la capacidad instalada de 27,1 GW en 2020 a 71 GW en 2050, añadiendo principalmente capacidades de energía eólica, fotovoltaica y CSP, mientras que las capacidades de las centrales eléctricas a carbón se desmantelan completamente después de 2030 (Figura 16). Al igual que en la sección 0 del análisis del Escenario A, los valores de carga horaria de 2019 se escalan para cada año modelo en proporción a la creciente demanda anual, mientras que la forma de la curva permanece constante. El consumo bruto, incluyendo la demanda interna del sistema y las pérdidas de transmisión, también se consideró con un 6% adicional a la demanda neta.

Para reproducir el Escenario E de la PELP mediante la modelación de series temporales horarias con ELCALC se usaron las capacidades instaladas según la para cada categoría de planta y año modelo. La producción de electricidad en base a energía eólica y fotovoltaica se calculó a partir de series temporales horarias derivadas de herramientas de evaluación de recursos de energías renovables globales como ENDAT (18) y Meteonorm (19), escalando la producción de electricidad a las capacidades instaladas dadas por cada escenario. Para la energía fotovoltaica se asumió una combinación 50:50 de tecnología fija y de seguimiento en dos ejes, con la mayoría de paneles con seguimiento instalados en el norte de Chile. Para la energía eólica, la generación se calibró con los factores de planta promedio de la energía eólica en Chile utilizados en el Escenario E.

También el Escenario E conduce a un aumento significativo de las cuotas de energía renovable y a una disminución conexas de las emisiones de carbono pero, por otra parte, la potencia firme se reduce de manera crítica mientras que la demanda de carga máxima aumenta fuertemente, lo que puede conducir a una pérdida de la seguridad de suministro del sistema. En 2020 la capacidad firme de las centrales térmicas e hidroeléctricas es mucho mayor que la carga máxima, pero en el curso de la transformación del sistema del Escenario E, esta relación cambia después de 2030 a una situación en la que la carga máxima es mayor que la capacidad de potencia firme, lo que aumenta el riesgo de falla del sistema.

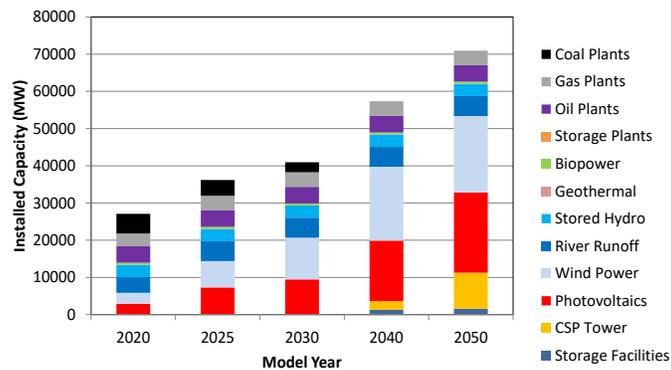


Figura 16: Desarrollo de la capacidad instalada según Escenario E.

3.4 Capacidad instalada en Chile para el Escenario Alternativo E-SP

En este trabajo se desarrolló el **Escenario alternativo E-SP** que incluye plantas de CSP y TSP mayor flexibilidad, combustible de respaldo para la capacidad firme y hacer uso del excedente de energía renovable en el almacenamiento de energía térmica con los siguientes cambios (Figura 17):

1. Reducción de la capacidad de energía fotovoltaica y eólica en 2025 para reducir el *curtailment*.
2. Reducción de la capacidad de la energía eólica y aumento de la capacidad fotovoltaica en todos los demás años modelo a fin de fomentar ciclos regulares de carga y descarga para el almacenamiento térmico y el almacenamiento por bombeo.
3. Introducción y expansión de plantas de almacenamiento con turbinas de gas de punta y operación híbrida con GN en todos los años modelo. Las plantas de almacenamiento están configuradas con un calentador múltiplo de 3,3⁵ y una capacidad de almacenamiento de energía térmica de 12 horas de funcionamiento a plena carga.
4. Introducción más temprana y expansión más fuerte de las centrales de CSP con operación híbrida con respaldo de GN con un múltiplo solar de 3,5 y 12 horas de capacidad.
5. Posterior desmantelamiento o transformación de todas las centrales eléctricas convencionales en TSP, excepto las turbinas de gas de punta. A largo plazo, los combustibles fósiles (principalmente el GNL) sólo se utilizan como respaldo en las plantas de almacenamiento, las plantas CSP y para las turbinas de gas de punta.

⁵ El múltiplo del calentador se refiere a la capacidad de la turbina de vapor. Si la capacidad de la turbina de vapor es de 100 MW, la capacidad del calentador eléctrico será de 330 MW, para poder absorber suficiente energía fotovoltaica.

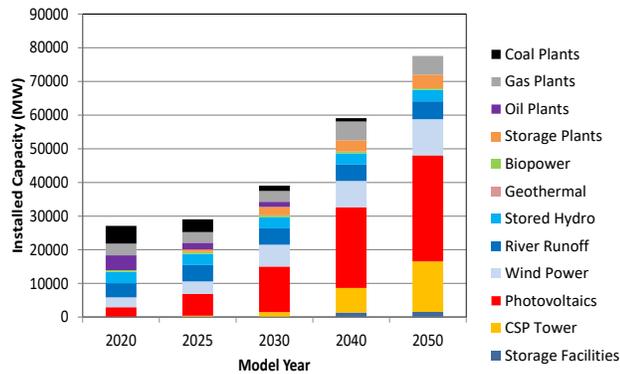


Figura 17: Desarrollo de la capacidad instalada según Escenario E-SP.

Bajo las nuevas condiciones que dan origen al Escenario E-SP, en las primeras décadas se proyecta la instalación de unos 7 GW de capacidad por sobre lo esperado en el Escenario E original, y algunas plantas de carbón siguen funcionando en 2040. Por otro lado, las centrales más caras de petróleo y gas se desmantelan completamente. Después de 2040 toda la capacidad de las turbinas de gas puede conectarse opcionalmente a las plantas de almacenamiento para la recuperación del calor residual. Sin embargo, la generación con las turbinas de gas es muy baja y se utilizan principalmente como capacidad de reserva para emergencias sólo por pocas horas al año.

La Figura 18 muestra la evolución de la carga máxima anual según el modelo ECALC para los Escenarios E y E-SP. Según ECALC, el programa de desmantelamiento de la capacidad de generación térmica basada en combustibles fósiles previsto en el Escenario E puede conducir a una falta de capacidad de reserva y a falta de suministro de electricidad a partir de 2040. La capacidad de energía firme en el Escenario E-SP se mantiene suficientemente alta en toda la trayectoria de transformación y no hay riesgo de déficit de capacidad en ningún año modelo.

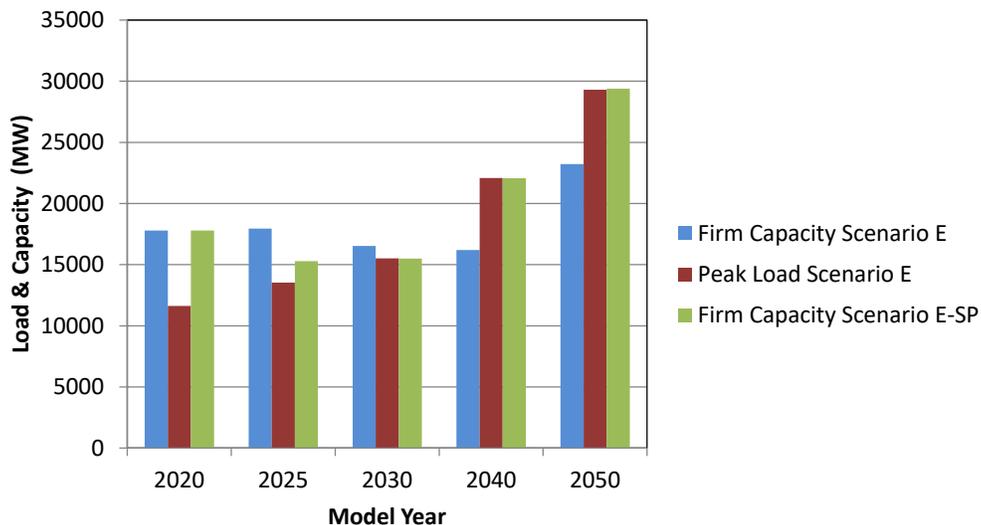


Figura 18: Capacidad de potencia firme frente a la carga máxima en los escenarios E y E-SP.

La reducción del uso de combustibles fósiles, especialmente mediante la pronta introducción de las centrales CSP, permite un funcionamiento más prolongado de unas pocas centrales de carbón hasta 2040 sin causar mayores emisiones de carbono. A largo plazo, sólo se utilizará GN en las turbinas de gas, en la CSP y en las plantas de almacenamiento por lo que el consumo de gas no aumentará durante este camino de transformación, mientras que el consumo de biomasa se reducirá ligeramente.

La Figura 19 muestra la evolución del costo total de generación anual (Billones euros/a) y de las emisiones de CO₂ (Mt/a) del sistema eléctrico chileno bajo los supuestos de alto crecimiento del Escenario E y revela un estancamiento de las reducciones de las emisiones de carbono en la última década que se debe a que la demanda crece más rápidamente que la capacidad renovable. También hay un fuerte aumento de la generación anual debido a la creciente demanda. Sin embargo, si se consideran el costo específico y las emisiones por unidad de energía neta consumida en euros/MWh y gr/kWh en la Figura 20, tanto el Escenario E como el E-SP revelan valores en constante disminución tanto del costo específico de la electricidad como de las emisiones específicas por kWh generado. Ya en el corto, mediano y largo plazo, la producción de electricidad por fuentes renovables en Chile es más barata que la generación convencional basada en combustibles fósiles.

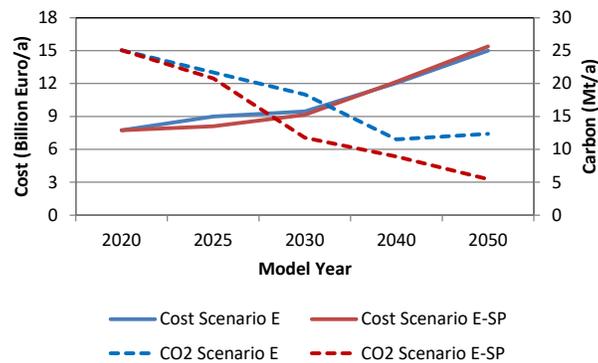


Figura 19: Costo de generación y emisiones de carbono en Chile para escenarios E y E-SP.

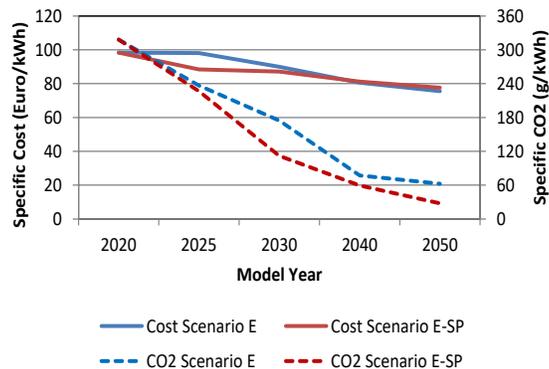


Figura 20: Costo específico de la energía frente a sus emisiones de carbono específicas para escenarios E y E-SP.

La Figura 21 muestra la generación horaria desglosada durante dos semanas en verano (enero) y en invierno (julio) para el Escenario E-SP. Los valores negativos indican la energía almacenada, los valores positivos indican la generación y la demanda neta (línea negra continua). La línea discontinua indica el consumo bruto, incluida la energía almacenada. La producción que supera la línea discontinua indica un excedente reducido. El gráfico superior muestra el período de alta radiación solar en enero. Por otra parte, el gráfico inferior muestra el período de baja radiación solar en julio. La demanda se está cubriendo totalmente con TSP o cargadas con capacidad fotovoltaica ampliada, y una gran parte de la capacidad de las plantas de CSP (7,3 GW de CSP para 2040). Las plantas de CSP pueden llenar fácilmente la falta de suministro a través de su almacenamiento térmico mediante la co-combustión con GN (o alternativamente biomasa).

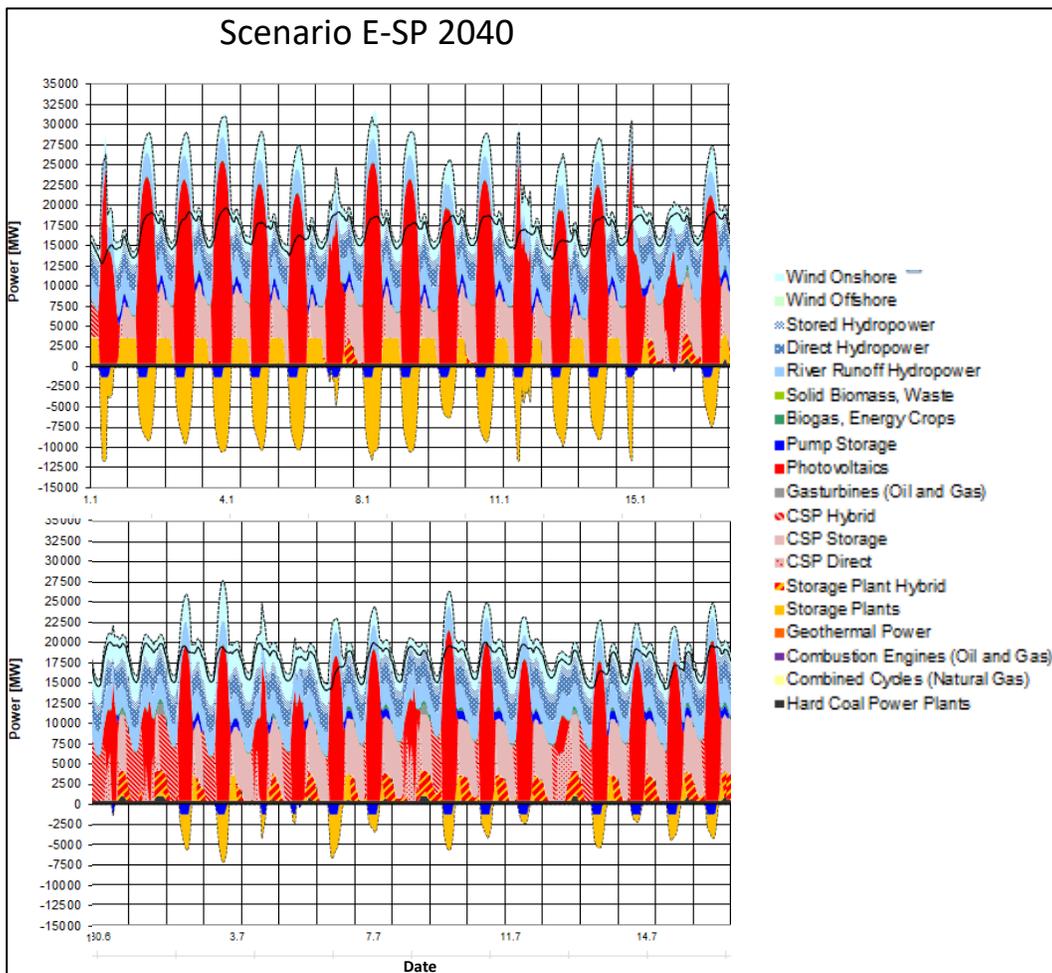


Figura 21: Serie temporal horaria de consumo y producción de electricidad para el año modelo 2040 del escenario E-SP.

Esta medida de co-combustión resuelve perfectamente el problema a un costo particularmente bajo y cumpliendo plenamente con las necesidades de redundancia del sistema en lo que respecta a la capacidad de potencia firme, como se ha discutido anteriormente. Al mismo tiempo, esta medida evita el aumento del consumo de GN que de otro modo sería necesario en vista del fuerte

crecimiento de la demanda y, al mismo tiempo, el desmantelamiento de las centrales a carbón de Chile (o mejor aún, su reconversión a TSP).

4 Conclusiones, recomendaciones y próximos pasos

En la sección 2 se determinó el rendimiento y el costo de la adaptación de la tecnología de almacenamiento de sales fundidas de última generación a una central a carbón chilena existente de 250MWe (neto). Se obtuvieron las mejores eficiencias anuales de carga y descarga en torno al 38% y el menor costo nivelado de descarga por debajo de 90 USD/MWhe para períodos de descarga de larga duración de 12-14 horas. Con esta conversión, las centrales a carbón existentes pueden descarbonizarse completamente conservando la mayor parte de sus puestos de trabajo en la central. En la sección 3 de este estudio se demostró, para los escenarios de la PELP A y E, que con la adición de más plantas de CSP con almacenamiento y la conversión de centrales a carbón existentes en TSP la creciente carga máxima en Chile puede cubrirse con fuentes renovables y mantener la seguridad de suministro de Chile, al tiempo que se reducen significativamente las emisiones de carbono y se reduce el costo nivelado de electricidad con fuentes renovables. Los diversos elementos de ese futuro parque eléctrico en Chile se ilustran en el modelo de la Figura 22.

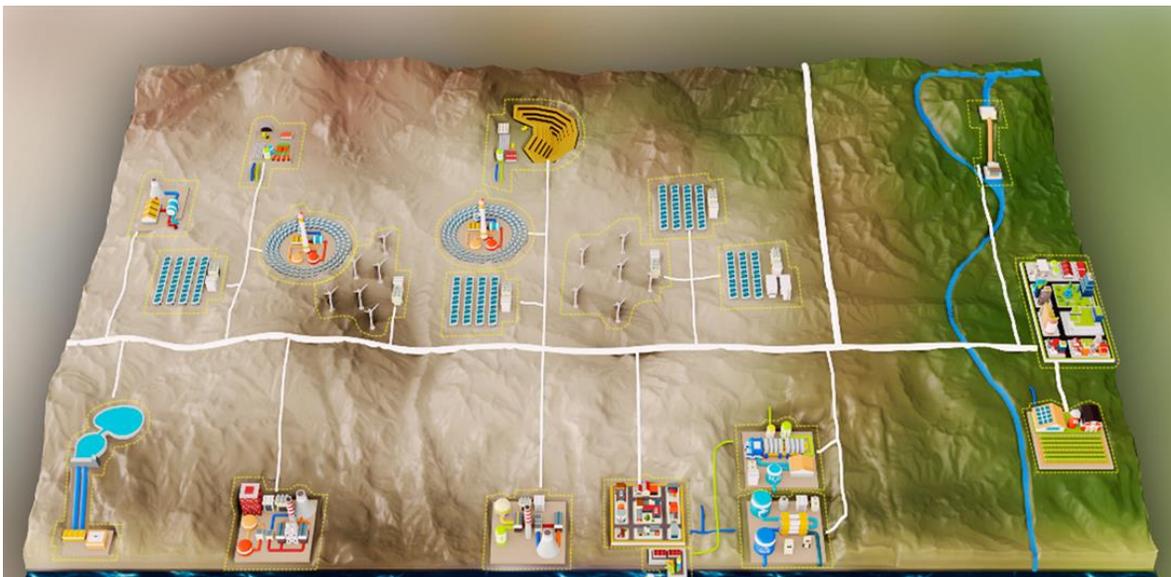


Figura 22: Modelo de futuras plantas de fuentes ERNC en Chile.

Como próximos pasos, se recomienda realizar un estudio de ingeniería detallado de la propuesta de reconversión del almacenamiento con sales fundidas, con calentadores eléctricos de sal y generadores de vapor con sales fundidas en una central a carbón existente, a fin de obtener ofertas comerciales y explorar los fondos y las opciones de financiación de dicha medida. En paralelo, se debería revisar la regulación del mercado eléctrico chileno y adaptar sus mecanismos de remuneración competitiva para incentivar la energía de almacenamiento bancable y/o capacidad de arreglos de largo plazo, tales como la descarbonización y la conversión de las actuales centrales a carbón en TSP. Para que dicha conversión sea competitiva y económica, la duración de descarga permitida debería ampliarse de 5 horas a 14 horas de carga completa por día, sin eliminar el respectivo pago por capacidad de la planta

5 Referencias

- (1) Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía - Gobierno de Chile: Anuario Estadístico de Energía 2019; <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2020/05-mayo/cne-lanza-anuario-estadistico-de-energia-2019-con-los-datos-mas-relevantes-del-sector/>
- (2) Gobierno de Chile, Ministerio de Energía: https: Planificación Energética de Largo Plazo – Proceso; 2019; <https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso>
- (3) SolarPACES: How CSP’s Thermal Energy Storage Works; <https://www.solarpaces.org/how-csp-thermal-energy-storage-works/>
- (4) Rebecca I. Dunn et al.: Molten-Salt Power Towers: Newly Commercial Concentrating Solar Storage; Proceedings of the IEEE (Volume: 100 , Issue: 2 , Feb. 2012; <https://ieeexplore.ieee.org/document/6035949>
- (5) SQM: Thermo-solar Salts;; <https://www.sqm.com/wp-content/uploads/2018/05/Solar-salts-Book-eng.pdf>
- (6) Christoph-Peter Bartsch (RWE): Structural *change and plant repurposing in the Rhenish lignite mining area*; Presentación realizada en la sexta reunión del grupo de trabajo de la "Plataforma para las regiones carboníferas en transición" los días 16 y 17 de octubre de 2019; https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5.3._master_coal_plant_repurposing.pdf
- (7) Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD; 7 de febrero de 2018; <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906>
- (8) Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“; Decisión de 26.01.2019; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile
- (9) Commission on Growth, Structural Change and Employment: Final Report January 2019: Informe final enero de 2019; publicado por el Ministerio Federal Alemán de Asuntos Económicos y Energía; <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/commission-on-growth-structural-change-and-employment.html> (Traducción al inglés)
- (10) P.Altmaier: „Startschuss für Förderung der Reallabore der Energiewende“; Comunicado de prensa del Ministerio Federal Alemán de Economía y Energía e 11 de febrero de 2019; <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190211-altmaier-startschuss-fuer-foerderung-der-reallabore-der-energiewende.html>
- (11) P.Altmaier: „Altmaier verkündet Gewinner im Ideenwettbewerb ‚Reallabore der Energiewende‘“; Comunicado de prensa del Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania, 18 de julio de 2019; <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190718-altmaier-verkuendet-gewinner-im-ideenwettbewerb-reallabore-der-energiewende.html>

- (12) Deutscher Bundestag: Bundestag beschließt das Kohleausstiegsgesetz; July 3rd 2020;; 3 de julio de 2020; <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw27-de-kohleausstieg-701804>
- (13) Futureenergyweb: The Cerro Dominador solar complex completes the salt fusion milestone; 25 de mayo de 2020; <https://futureenergyweb.es/en/the-cerro-dominador-solar-complex-completes-the-salt-fusion-milestone/>
- (14) Trieb, F., Thess, A., Wege zur regenerativen Stromversorgung IV - Kraftwerke der Zukunft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68th year (2018) Issue 12
- (15) Ministerio de Energía, Planificación Energética de Largo Plazo, Escenarios Eléctricos, Escenario A; <https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-capacidad-y-generacion-electrica>
- (16) ELCALC - Tabellenkalkulation für nachhaltige Stromversorgung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, www.dlr.de/tt/EICALC
- (17) Curva de carga horaria para 2019 proporcionada por GIZ en 2020.02.04 como hoja de cálculo "9-8 Info PELP.xlsx", página "Net Demand 2019".
- (18) Stetter, D.: Enhancement of the REMix energy system model: global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation,, Disertación de la Universidad de Stuttgart (2014) <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/6872>
- (19) Meteonorm, base de datos meteorológicos mundiales, Meteotest Suiza, Versión 7.2, <https://meteonorm.com/>
- (20) EBSILON®Professional - The Planning Tool for the Power Plant Process; https://www.ebsilon.com/uploads/pics/Brochure_EBSILON_Simulation_Software_eng_01.pdf
- (21) Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía - Gobierno de Chile: Anuario Estadístico de Energía 2019; <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/AnuarioEstadisticoEnergia2021.pdf>